



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECÁNICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTROMECÁNICA**

**TEMA: ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO
ESTABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN A
NIVEL DE 69 kV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO
REGIONAL CENTRO NORTE S. A.**

AUTORA: LASLUISA ROBALINO, SOPHIA MONSERRATH

DIRECTOR: ING. QUISPE TOAPANTA, VICENTE JAVIER

LATACUNGA

2019



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación “**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO ESTABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN A NIVEL DE 69 kV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S. A.**” fue realizado por la señorita **Lasluisa Robalino, Sophia Monserrath** el mismo que ha sido revisado en su totalidad, analizado por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 19 de noviembre de 2019



Ing. Quispe Toapanta, Vicente Javier

C.C.: 0502918014



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

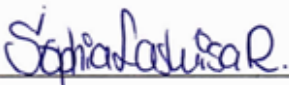
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

AUTORÍA Y RESPONSABILIDAD

Yo, **Lasluisa Robalino, Sophia Monserrath**, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación “**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO ESTABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN A NIVEL DE 69 kV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S. A.**” es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciado las citas bibliográficas.

Consecuentemente el contenido de la investigación es veraz.

Latacunga, 19 de noviembre de 2019



Lasluisa Robalino, Sophia Monserrath

C.C.: 1804197919



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, **Lasluisa Robalino, Sophia Monserrath**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación “**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO ESTABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN A NIVEL DE 69 kV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S. A.**” en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 19 de noviembre de 2019

Lasluisa Robalino, Sophia Monserrath

C.C.: 1804197919

DEDICATORIA

Dedico esto y lo que seré,

A Dios, por su infinita Gracia y Misericordia, porque me ha dado la vida, la salud y fortaleza para crecer como persona. A María Santísima por su maternal acogida y protección cada día, en cada lugar, y cada hora.

A mi madre Alicia Robalino, el ser más sublime con que Dios me enseñó que el amor perfecto si existe, y es el que ella me da. A mi padre Jorge Lasluisa por su apoyo, su amor y su comprensión hoy y siempre. Los amo mami y papi.

A Fausto Robalino, el hombre más especial y bueno, porque lo miro y tengo ganas de ser todo aquello que lo enorgullezca. A Teresita Benavides, por su dulzura y tierno amor. Gracias por darme tanto Papitos.

A Gabriela Lasluisa, mi pequeña y hermosa hermana, porque siempre me ha mostrado el amor incondicional, aún cuando yo no lo entendía, quiero verte triunfar y brillar, yo sé que lo lograrás.

A mi pequeño ángel que brilla y me alcanza con su luz, hoy no puedo abrazarte, pero puedo entregarte esto, lo que un día te quise demostrar y decirte, que contigo como mi inspiración he encontrado alivio en tu ausencia. Estarás siempre conmigo.

Con inmenso cariño,

Sophia

AGRADECIMIENTO

El camino está lleno de altos y bajos, un día lo tienes todo y al otro tan solo quedan los pedazos de ese todo, entonces lo entiendes, solo debes continuar.

DIOS es mi verdad, mi fuente de vida, TODO lo he podido en ÉL, es a Quien agradezco día tras día por su infinita bondad y profundo amor.

La VIRGEN MARÍA es mi guía, quien escucha mis más profundos anhelos, a ella le doy siempre gracias por mostrarme el camino correcto.

Quiero expresar mi más profundo sentimiento de agradecimiento a quienes han hecho parte de mi existir, de mi formación personal y académica:

Mis abuelitos, Faustito, Teresita, Laura, Tobías, y tíos abuelitos Gloria y Estuardo, por su sabiduría, sus enseñanzas, por creer ciegamente en mí y heredarme lo más preciado, sus valores.

Mis padres, Jorge y Alicia y especialmente mi pequeña hermanita Gaby, por su apoyo incondicional, por cada día juntos y separados, cada abrazo, conversación y su inmenso amor, sin ustedes estaría perdida.

Mi corazón, Max, por su ternura, por haberme brindado aquellos abrazos fuertes de aliento para continuar y por ese amor tan especial con el que sostenemos nuestras manos.

Mis fraternos amigos y amigas, por cada abrazo de apoyo, risa y experiencia juntos, por ser mi familia lejos de casa.

Mis pequeños tan amados, aquellos que no tienen voz, pero su presencia lo expresa todo, por estar a mi lado tantos años, cada tarea siempre conmigo (Ch.) y por ser mi compañerito en los días más difíciles de mi carrera (T.)

Mi estimado Director de Trabajo, Ing. Vicente Quispe, por su paciencia, su confianza y su acertada orientación para llegar al término del mismo.

A la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por su acogida, de manera especial al Ing. Antonio Ortiz, funcionario de la misma, por compartir conmigo su tiempo y trabajo, su paciencia e importante apoyo en el desarrollo de este Trabajo.

Mi querida Universidad y Carrera, por transformarme en una profesional, a sus docentes, por transmitir sus conocimientos y lecciones académicas y de vida.

A todos, muchísimas gracias.

Con inmenso cariño,

Sophia

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA

CERTIFICACIÓN.....	ii
AUTORÍA Y RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
RESUMEN.....	xxiv
ABSTRACT.....	xxv

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Planteamiento del Problema	2
1.3. Justificación e Importancia.....	2
1.4. Objetivos.....	3
1.4.1. Objetivo General.....	3
1.4.1. Objetivos Específicos	3

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes Investigativos	4
--	---

2.2.	Fundamentación Teórica	5
2.2.1.	Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P.).....	5
2.2.2.	Sistemas de Generación.....	6
a.	Turbinas	6
b.	Generadores	6
c.	Control de Generadores Síncronos Dentro de un Sistema	7
2.2.3.	Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica.....	8
a.	Líneas de Transmisión.....	8
b.	Niveles de Voltaje	8
c.	Conductores	9
2.2.4.	Sistemas de Subtransmisión	10
a.	Los Sistemas Radiales	10
b.	Los Sistemas en Anillo.....	10
c.	Los Sistemas Mallados	11
2.2.5.	Sistema Nacional de Transmisión	11
2.2.6.	Equivalentes de Red del Sistema Nacional de Transmisión.....	12
2.2.7.	Subestaciones.....	15
a.	Transformador de Potencia.....	15
b.	Los Cambiadores de Derivación.....	17
2.2.8.	Tipos de Subestaciones.....	17
a.	Subcentrales.....	17
b.	Estaciones de Interconexión	17
c.	Subestaciones o Estaciones Principales.....	18
d.	Estaciones de Distribución o de Seccionamiento	18

e.	Casetas Transformadoras.....	18
2.2.9.	Cargas	18
a.	Alimentadores Primarios	19
b.	Circuitos Secundarios.....	19
2.2.10.	Valores en Por Unidad (p.u.)	19
2.2.11.	Solución de Flujos de Carga	20
a.	Tipos de Barras.....	21
b.	Matriz de Admitancias de Barra Y_{barra}	22
c.	Método de Newton-Raphson	24
d.	Flujos de Carga Aplicando Newton-Raphson	26
2.2.12.	Perturbaciones.....	27
2.2.13.	Sistemas de Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia	28
a.	Protecciones Eléctricas en el Sistema de Subtransmisión de la EEASA	30
b.	Ajuste de Protecciones Eléctricas en el S. de Subtransmisión EEASA	30
2.3.	Fundamentación Conceptual	33
2.3.1.	Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia	33
a.	Estudios de Estabilidad.....	34
b.	Clasificación de Estabilidad	34
a.	Estabilidad de Ángulo de Rotor.....	35
b.	Estabilidad de Frecuencia.....	35
2.3.2.	La Estabilidad de Voltaje	36
a.	Clasificación de Estabilidad de Voltaje.....	37
b.	Importancia en el Estudio de Estabilidad de Voltaje.....	37
c.	Causas en la Inestabilidad de Voltaje	38

d.	Colapso de Voltaje.....	38
e.	Medidas de Mitigación.....	39
2.3.3.	Métodos de Análisis de Estabilidad de Voltaje.....	39
a.	Método de Sensibilidad QV.....	39
b.	Curvas P-V.....	40
2.3.4.	Métodos de obtención de curvas PV.....	42
a.	Incremento de Carga Mediante el Método Newton-Raphson.....	42
2.3.5.	Descripción del Sistema Eléctrico de la EEASA.....	43
a.	Historia.....	43
b.	Área de Concesión.....	44
c.	Configuración del sistema eléctrico de subtransmisión.....	44
d.	Puntos de Conexión con el S.N.T.....	45
2.3.6.	Software CYME – CYMDIST.....	46
a.	Herramienta de Análisis de Flujos de Carga.....	47
b.	Módulo de Estabilidad de Voltaje.....	48
2.4.1.	Fundamentación Legal.....	49
2.5.	Sistema de Variables.....	50
2.6.	Hipótesis.....	50
2.7.	Cuadro de operacionalización de las variables.....	51

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1.	Modalidad de la Investigación.....	52
3.1.1.	Método Documental Bibliográfico.....	52
3.1.2.	Método Experimental.....	52

3.1.3. Método Deductivo	53
3.2. Tipo de Investigación	53
3.2.1. Investigación Cuantitativa	53
3.3. Diseño de la Investigación.....	53
3.4. Técnicas de Recolección de Datos	54
3.4.1. Variables cuantitativas.....	54
a. Equivalentes de Red de Puntos Frontera	54
b. Líneas de Subtransmisión.....	54
c. Características de Transformadores.....	55
d. Banco de Capacitores	57
f. Generación Hidroeléctrica.....	57
g. Demanda Máxima en Alimentadores	58
3.4.2. Validez y Confiabilidad.....	62
3.5. Técnica de Análisis de Datos.....	62
3.5.1. Procesamiento de Datos.....	62
a. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Subtransmisión EEASA	63
b. Modelamiento de Equivalentes de Red de Puntos Frontera	63
c. Central Lligua.....	64
d. Central Península.....	65
e. Central Río Verde Chico	65
f. Subestación Atocha	66
g. Subestación Samanga	66
h. Subestación Píllaro	67
i. Subestación Batán.....	67

j.	Subestación Loreto	68
k.	Subestación Oriente	68
l.	Subestación Huachi	69
m.	Subestación Lligua Península.....	69
n.	Subestación Totoras EEASA.....	70
o.	Subestación Quero.....	70
p.	Subestación Montalvo	71
q.	Subestación Lligua Baños EEASA.....	71
r.	Subestación Pelileo.....	72
s.	Subestación Agoyán	72
t.	Subestación Mushullacta	73
u.	Subestación Puyo 1.....	73
v.	Subestación Puyo 2.....	74
w.	Subestación Tena.....	74
x.	Subestación Tena Norte.....	75
3.6.	Técnica de Comprobación de Hipótesis	75
3.6.1.	Comprobación Cuantitativa.....	75

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

4.1.	Condiciones de Operación Actuales del Sistema de Subtransmisión EEASA.....	76
4.1.1.	Flujos de Carga en Configuración Radial.....	77
a.	Datos de Flujos de Carga en Líneas de Subtransmisión- C. Radial	77
b.	Datos de Flujos de Carga en Transformadores en Configuración Radial	79
c.	Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV en Configuración Radial	80

d.	Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV en Configuración Radial	82
4.2.	Condiciones de Operación en Malla del Sistema de Subtransmisión EEASA.....	83
4.2.1.	Flujos de Carga en Configuración Mallada.....	83
a.	Datos de Flujos de Carga el Líneas de Subtransmisión en Configuración Mallada...	83
b.	Datos de Flujos de Carga en Transformadores en Configuración Mallada.....	85
c.	Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV en Configuración Mallada.....	87
d.	Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV en Configuración Radial	88
4.3.	Discusión de Resultados en Condiciones Operativas Actuales.....	89

CAPÍTULO V

PROPUESTA

5.1.	Datos Informativos	90
5.2.	Objetivos.....	90
5.2.1.	Objetivo General.....	90
5.2.2.	Objetivos Específicos	90
5.3.	Fundamentación de la Propuesta	91
5.4.	Diseño de la propuesta.....	91
5.5.	Ejecución de la propuesta.....	93
5.5.1.	Obtención de Curvas PV en Condiciones Operativas Actuales-C. Radial.....	93
a.	Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones TRANSELECTRIC – C. Radial.....	93
b.	Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Radial.....	96
c.	Curvas PV en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Radial	103
5.5.2.	Obtención de Curvas PV en Condiciones de Operación – C. Mallada	111
a.	Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones TRANSELECTRIC – C. Mallada.....	111
b.	Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada	113

c.	Curvas PV en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada	119
5.6.	Evaluación de Resultados Obtenidos	126
5.6.1.	Puntos de Colapso de Voltaje Obtenidos en Configuración Radial	126
a.	Resultados en Puntos Frontera – C. Radial	126
b.	Resultados en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Radial	127
c.	Resultados en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Radial	128
5.6.2.	Puntos de Colapso de Voltaje Obtenidos en Configuración Mallada	129
a.	Resultados en Puntos Frontera – C. Mallada.....	129
b.	Resultados en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada	129
c.	Resultados en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada	131
5.7.	Análisis de Resultados Obtenidos en los Puntos Frontera	132
5.8.	Descripción de Elementos Sobrecargados en el Sistema	133
a.	Condiciones de Cargabilidad en Configuración Radial	133
b.	Condiciones de Cargabilidad en Configuración Mallada.....	145
5.9.	Condiciones de Operación del Sistema de Protecciones Eléctricas	153
5.10.	Comprobación de Hipótesis.....	153
	CONCLUSIONES.....	154
	RECOMENDACIONES.....	157
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	159
	ANEXOS.....	164

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Niveles de Voltaje en Ecuador.....	8
Tabla 2 Tipos de Conductores	9
Tabla 3 Descripción del SNT.....	11
Tabla 4 Descripción de Parámetros de Equivalentes de Red.....	14
Tabla 5 Puntos de Conexión con el SNT	45
Tabla 6 Variaciones de Voltaje Admitidas Respecto al Voltaje Nominal.....	50
Tabla 7 Operacionalización de las Variables.....	51
Tabla 8 Características de Transformadores de Potencia	55
Tabla 9 Bancos de Capacitores	57
Tabla 10 Generación Térmica.....	57
Tabla 11 Generación Hidroeléctrica	57
Tabla 12 Demanda en Alimentadores de la EEASA	58
Tabla 13 Datos en Líneas de Subtransmisión al Simular Flujos de Carga-C. Radial.....	77
Tabla 14 Datos en Transformadores al Simular Flujos de Carga-Config. Radial	79
Tabla 15 Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV-Config. Radial	81
Tabla 16 Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV-Config. Radial	82
Tabla 17 Datos en Líneas de Subtransmisión al Simular Flujos de Carga-C. Mallada	84
Tabla 18 Datos en Transformadores al Simular Flujos de Carga-Config. Mallada.....	85
Tabla 19 Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV-Config. Radial	87
Tabla 20 Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV-Config. Radial	88

Tabla 21 Resumen Puntos de Colapso de Voltaje en Puntos Frontera – C. Radial.....	126
Tabla 22 Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 69 kV EEASA – C. Radial.....	127
Tabla 23 Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 13.8 kV EEASA – C. Radial.....	128
Tabla 24 Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Puntos Frontera – C. Mallada.....	129
Tabla 25 Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 69 kV EEASA – C. Mallada.....	129
Tabla 26 Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 13.8 kV EEASA – C. Mallada ...	131
Tabla 27 Análisis de Resultados en Puntos Frontera.....	132
Tabla 28 Análisis de Sobrecarga en Líneas de Subtransmisión- C. Radial.....	134
Tabla 29 Análisis de Sobrecarga en Transformadores TRANSELECTRIC- C. Radial.....	136
Tabla 30 Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA S. Principal- C. Radial.....	137
Tabla 31 Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA S. Puyo- C. Radial.....	138
Tabla 32 Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA S. Tena- C. Radial.....	139
Tabla 33 Análisis de Sobrecarga en Líneas de Subtransmisión- C. Mallada.....	145
Tabla 34 Análisis de Sobrecarga en Transformadores TRANSELECTRIC- C. Mallada ...	146
Tabla 35 Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA- C. Mallada.....	147

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Fases en el Proceso de Generación Eléctrica	6
Figura 2 Formas Constructivas de Generadores Síncronos más Comunes	7
Figura 3 Variables de Control en un Generador Síncrono.....	7
Figura 4 Clasificación de Sistemas Eléctricos Según su Función	10
Figura 5 Configuraciones de Sistemas de Subtransmisión.....	11
Figura 6 Representación de una Bobina de Reactancia Real.....	15
Figura 7 Representación de un Transformador.....	16
Figura 8 Diagrama de Circuito Eléctrico Simple.....	22
Figura 9 Clasificación de las Perturbaciones.....	28
Figura 10 Clasificación de la Estabilidad en SEP.....	35
Figura 11 Clasificación de Estabilidad de Voltaje.....	37
Figura 12 Causas en la Inestabilidad de Voltaje.....	38
Figura 13 Medidas Operativas para Mitigar Problemas de Inestabilidad de Voltaje	39
Figura 14 Curva PV-Punto Crítico o Nariz de la Curva.....	40
Figura 15 Curva PV- Margen de Cargabilidad.....	41
Figura 16 Curva PV-Descripción de sus Regiones.....	41
Figura 17 Área de Concesión EEASA.....	44
Figura 18 Módulo de Estabilidad de Voltaje -Curvas PV	48
Figura 19 Modelamiento Equivalentes de Red de Puntos Frontera.....	63
Figura 20 Modelamiento Central T. Lligua	64
Figura 21 Modelamiento Central H. Península	65

Figura 22 Modelamiento Central H. Río Verde Chico.....	65
Figura 23 Modelamiento S/E Atocha	66
Figura 24 Modelamiento S/E Samanga	66
Figura 25 Modelamiento S/E Píllaro	67
Figura 26 Modelamiento S/E Batán.....	67
Figura 27 Modelamiento S/E Loreto	68
Figura 28 Modelamiento S/E Oriente.....	68
Figura 29 Modelamiento S/E Huachi	69
Figura 30 Modelamiento S/E Lligua Península.....	69
Figura 31 Modelamiento S/E Totoras EEASA.....	70
Figura 32 Modelamiento S/E Quero.....	70
Figura 33 Modelamiento S/E Montalvo	71
Figura 34 Modelamiento S/E Baños EEASA	71
Figura 35 Modelamiento S/E Pelileo.....	72
Figura 36 Modelamiento S/E Agoyán	72
Figura 37 Modelamiento S/E Mushullacta	73
Figura 38 Modelamiento S/E Puyo 1.....	73
Figura 39 Modelamiento S/E Puyo 2.....	74
Figura 40 Modelamiento S/E Tena.....	74
Figura 41 Modelamiento S/E Tena Norte.....	75
Figura 42 Esquema de Configuración Radial Sistema de Subtransmisión EEASA.....	76
Figura 43 Diseño de la Propuesta	92

Figura 44 Curva PV de la Subestación Ambato Transelectric – C. Radial	93
Figura 45 Curva PV de la Subestación Totoras Transelectric – C. Radial	94
Figura 46 Curva PV de la Subestación Baños Transelectric – C. Radial	94
Figura 47 Curvas PV Puntos Frontera Ambato, Totoras y Baños – C. Radial.....	94
Figura 48 Curva PV de la Subestación Puyo Transelectric – C. Radial.....	95
Figura 49 Curva PV de la Subestación Tena Transelectric – C. Radial	95
Figura 50 Curva PV de la Subestación Samanga 69 kV – C. Radial	96
Figura 51 Curva PV de la Subestación Píllaro 69 kV – C. Radial	96
Figura 52 Curva PV de la Subestación Atocha 69 kV – C. Radial.....	97
Figura 53 Curva PV de la Subestación Batán 69 kV – C. Radial.....	97
Figura 54 Curva PV de la Subestación Huachi 1 69 kV – C. Radial.....	97
Figura 55 Curva PV de la Subestación Huachi 2 69 kV – C. Radial.....	98
Figura 56 Curva PV de la Subestación Montalvo 69 kV – C. Radial.....	98
Figura 57 Curva PV de la Subestación Quero 69 kV – C. Radial	98
Figura 58 Curva PV de la Subestación Totoras 69 kV – C. Radial.....	99
Figura 59 Curva PV de la Subestación Oriente 69 kV – C. Radial	99
Figura 60 Curva PV de la Subestación Loreto 69 kV – C. Radial	99
Figura 61 Curva PV de la Subestación Pelileo 69 kV – C. Radial	100
Figura 62 Curva PV de la Subestación Baños 69 kV – C. Radial	100
Figura 63 Curva PV de la Subestación Río Verde Chico 69 kV	100
Figura 64 Curva PV de la Subestación Agoyán 69 kV – C. Radial	101
Figura 65 Curva PV de la Subestación Puyo 1 69 kV – C. Radial.....	101

Figura 66 Curva PV de la Subestación Puyo 2 69 kV – C. Radial.....	101
Figura 67 Curva PV de la Subestación Mushullacta 69 kV – C. Radial	102
Figura 68 Curvas PV 69 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Radial.....	102
Figura 69 Curva PV de la Subestación Samanga 1 13.8 kV – C. Radial	103
Figura 70 Curva PV de la Subestación Samanga 2 13.8 kV – C. Radial	103
Figura 71 Curva PV de la Subestación Píllaro 13.8kV – C. Radial	104
Figura 72 Curva PV de la Subestación Atocha 13.8 kV – C. Radial.....	104
Figura 73 Curva PV de la Subestación Batán 13.8 kV – C. Radial.....	104
Figura 74 Curva PV de la Subestación Huachi 1 13.8 kV – C. Radial.....	105
Figura 75 Curva PV de la Subestación Huachi 2 13.8 kV – C. Radial.....	105
Figura 76 Curva PV de la Subestación Montalvo 13.8 kV – C. Radial.....	105
Figura 77 Curva PV de la Subestación Quero 13.8 kV – C. Radial	106
Figura 78 Curva PV de la Subestación Totoras 13.8 kV – C. Radial.....	106
Figura 79 Curva PV de la Subestación Oriente 13.8 kV – C. Radial	106
Figura 80 Curva PV de la Subestación Loreto 1 13.8 kV – C. Radial	107
Figura 81 Curva PV de la Subestación Loreto 2 13.8 kV – C. Radial	107
Figura 82 Curva PV de la Subestación Lligua 13.8 kV – C. Radial.....	107
Figura 83 Curva PV de la Subestación Pelileo 13.8 kV – C. Radial.....	108
Figura 84 Curva PV de la Subestación Baños 13.8 kV – C. Radial	108
Figura 85 Curva PV de la Subestación Agoyán 13.8 kV – C. Radial	108
Figura 86 Curva PV de la Subestación Puyo 1 13.8 kV – C. Radial.....	109
Figura 87 Curva PV de la Subestación Puyo 2 13.8 kV – C. Radial.....	109

Figura 88 Curva PV de la Subestación Mushullacta 13.8 kV – C. Radial	109
Figura 89 Curva PV de la Subestación Tena 13.8 kV – C. Radial	110
Figura 90 Curva PV de la Subestación Tena Norte 13.8 kV – C. Radial	110
Figura 91 Curvas PV 13.8 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Radial.....	110
Figura 92 Curva PV de la Subestación Ambato Transelectric 69 kV – C. Mallada.....	111
Figura 93 Curva PV de la Subestación Baños Transelectric 69 kV – C. Mallada.....	112
Figura 94 Curva PV de la Subestación Totoras Transelectric 69 kV – C. Mallada	112
Figura 95 Curvas PV Puntos Frontera Ambato, Totoras y Baños – C. Mallada	112
Figura 96 Curva PV de la Subestación Samanga 69 kV – C. Mallada.....	113
Figura 97 Curva PV de la Subestación Píllaro 69 kV – C. Mallada.....	113
Figura 98 Curva PV de la Subestación Atocha 69 kV – C. Mallada.....	114
Figura 99 Curva PV de la Subestación Batán 69 kV – C. Mallada	114
Figura 100 Curva PV de la Subestación Huachi 1 69 kV – C. Mallada.....	114
Figura 101 Curva PV de la Subestación Huachi 2 69 kV – C. Mallada.....	115
Figura 102 Curva PV de la Subestación Montalvo 69 kV – C. Mallada.....	115
Figura 103 Curva PV de la Subestación Quero 69 kV – C. Mallada	115
Figura 104 Curva PV de la Subestación Totoras 69 kV – C. Mallada	116
Figura 105 Curva PV de la Subestación Oriente 69 kV – C. Mallada	116
Figura 106 Curva PV de la Subestación Loreto 69 kV – C. Mallada.....	116
Figura 107 Curva PV de la Subestación Pelileo 69 kV – C. Mallada	117
Figura 108 Curva PV de la Subestación Baños 69 kV – C. Mallada	117
Figura 109 Curva PV de la Subestación Río Verde Chico 69 kV – C. Mallada	117

Figura 110 Curva PV de la Subestación Agoyán 69 kV – C. Mallada.....	118
Figura 111 Curvas PV 69 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Mallada	118
Figura 112 Curva PV de la Subestación Samanga 1 13.8 kV – C. Mallada.....	119
Figura 113 Curva PV de la Subestación Samanga 2 13.8 kV – C. Mallada.....	119
Figura 114 Curva PV de la Subestación Píllaro 13.8 kV – C. Mallada.....	120
Figura 115 Curva PV de la Subestación Atocha 13.8 kV – C. Mallada.....	120
Figura 116 Curva PV de la Subestación Batán 13.8 kV – C. Mallada	120
Figura 117 Curva PV de la Subestación Huachi 1 13.8 kV – C. Mallada.....	121
Figura 118 Curva PV de la Subestación Huachi 2 13.8 kV – C. Mallada.....	121
Figura 119 Curva PV de la Subestación Montalvo 13.8 kV – C. Mallada.....	121
Figura 120 Curva PV de la Subestación Quero 13.8 kV – C. Mallada	122
Figura 121 Curva PV de la Subestación Totoras 13.8 kV – C. Mallada	122
Figura 122 Curva PV de la Subestación Oriente 13.8 kV – C. Mallada	122
Figura 123 Curva PV de la Subestación Loreto 1 13.8kV – C. Mallada.....	123
Figura 124 Curva PV de la Subestación Loreto 2 13.8 kV – C. Mallada.....	123
Figura 125 Curva PV de la Subestación Lligua 13.8 kV – C. Mallada.....	123
Figura 126 Curva PV de la Subestación Pelileo 13.8 kV – C. Mallada	124
Figura 127 Curva PV de la Subestación Baños 69 kV – C. Mallada	124
Figura 128 Curva PV de la Subestación Agoyán 13.8 kV – C. Mallada.....	124
Figura 129 Curvas PV 13.8 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Mallada	125
Figura 130 Cargabilidad T. de Potencia TRANSELECTRIC – C. Radial	140
Figura 131 Cargabilidad T. de Potencia EEASA - S. Principal - C Radial	143

Figura 132 Cargabilidad T. de Potencia EEASA - S. Puyo - C Radial	144
Figura 133 Cargabilidad en Transformadores de Potencia EEASA - S. Tena - C Radial...	145
Figura 134 Cargabilidad T. de Potencia TRANSELECTRIC – C. Mallada	149
Figura 135 Cargabilidad T. de Potencia EEASA - S. Principal - C Mallada	152

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realiza un análisis de estabilidad de voltaje en estado estable aplicado al Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. empleando el método analítico de obtención de curvas PV. El modelamiento del Sistema de Subtransmisión se ha implementado con datos en condición de demanda máxima en el software CYMDIST, por medio del cual haciendo uso de las herramientas *Flujos de Carga* y el *Módulo de Estabilidad de Voltaje*, se analizan dos escenarios, configuración radial y mallada empleando un incremento de carga total en intervalos de 0.5% para la generación de curvas PV. La obtención de los puntos de cargabilidad máxima o puntos de colapso de voltaje en cada subsistema (Principal, Puyo y Tena) y sus barras es la base de este estudio, además, en consideración a la Regulación ARCONEL 005/18 con respecto a los límites de voltaje admisibles en barras, se señala para cada curva PV el nivel de carga total antes de que dichos límites sean vulnerados. Los elementos del sistema están expuestos a sobrecargas durante su operación, lo cual afecta directamente a su vida útil, por ello se presenta un análisis de cargabilidad en transformadores de potencia y líneas de subtransmisión considerando un incremento de demanda total de 10% anual, de dicho análisis se percibe que la estabilidad del sistema se verá afectada por sobrecarga en sus elementos previo alcance al punto de colapso de voltaje.

PALABRAS CLAVE:

- **ESTABILIDAD DE VOLTAJE**
- **CURVAS POTENCIA VOLTAJE P-V**
- **CARGABILIDAD (ELECTRICIDAD)**
- **TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

ABSTRACT

In this research work, a steady-state voltage stability analysis is applied to sub transmission electrical system of Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. using PV curves as an analytic method. The sub transmission system modeling has been incorporated through CYMDIST software in high power demand conditions, its tools, *Load Flow* and *the Voltage Stability Module* have been used to analyze two scenarios, radial and mesh configuration, both applied with an increase of 0.5 % of total charge in order to obtain PV curves with more realistic results. The study consists in obtaining the maximum charging points also known as collapsing points of every bar of the system on every subsystem (Main, Puyo and Tena system), Regulation ARCONEL 005/18 is also considered referred to bar's voltage limits allowed, every PV curve in this study shows the limit point before this Regulation is violated. Every element of electrical systems are exposed to overload conditions during its operation, which directly affects the useful lifespan, as a matter of that effect, an analysis of power transformers and sub transmission lines chargeability is performed, considering an 10% annual increasing of power demand, this analysis shows how the system stability will be affected from the overloading conditions of its elements before reaching de collapsing point.

KEY WORDS:

- **VOLTAGE STABILITY**
- **POWER VOLTAGE CURVES P-V**
- **ELECTRIC CHARGEABILITY**
- **POWER ELECTRIC TRANSFORMERS**

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes

En los últimos años se han observado varios estudios correspondientes al tema de estabilidad de voltaje tanto en estado estable como transitorio, sin embargo, al no encontrarse una investigación aplicada al Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. y por motivos como el crecimiento de la demanda en su área de concesión y la relevancia de cumplir con lo estipulado en Regulaciones Nacionales en cuanto de niveles mínimos de voltaje en barras, es primordial se realice la presente propuesta de estudio para así determinar el comportamiento del sistema ante incrementos graduales de la carga total.

El Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. dispone en la actualidad de 3 subsistemas encargados de abastecer la energía del total de su área de concesión, el subsistema principal, gestor del abastecimiento absoluto de la provincia de Tungurahua posee una topología de red mallada y está compuesto por 14 subestaciones de distribución y tres puntos de conexión con el Sistema Nacional de Transmisión, S/E Ambato, S/E Baños y S/E Totoras TRANSELECTRIC, todas con puntos de enlace a 69 kV. Además, se compone de los subsistemas Puyo y Tena, también con enlaces a 69 kV en las S/E's Puyo y Tena TRANSELECTRIC, con una configuración radial para ambos.

1.2.Planteamiento del Problema

El Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. no ha sido objeto para estudios de estabilidad, por lo cual se desconoce el comportamiento del mismo ante problemas de estabilidad de voltaje, es importante mencionar que dichos estudios son esenciales para la planificación y operación de los sistemas de potencia debido al constante crecimiento de la demanda

1.3. Justificación e Importancia

El presente trabajo busca aplicar métodos analíticos de estudio para determinar la máxima cargabilidad admisible en el Sistema Eléctrico de Subtransmisión actual a nivel de 69 kV de la EEASA frente a incrementos de carga total y precisar como esto afecta a la estabilidad de voltaje en estado estable del mismo.

Para ello se pretende realizar el modelamiento del sistema considerando sus parámetros de conexión actuales, mediante el software computacional CYMDIST, en el que se ejecutarán estudios de flujos de carga como una importante herramienta para poder monitorear los voltajes y potencia en cada barra del sistema, tanto es subestaciones de distribución como de puntos de conexión con el S.N.T. La aplicación de métodos de análisis estáticos compone la parte fundamental del presente trabajo mediante la herramienta inmersa en CYMDIST – ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CURVAS PV, ya que con ello se podrá observar el comportamiento del sistema ante incrementos de carga y determinar la máxima cargabilidad admisible o puntos de colapso en cada subsistema, además se señalan en cada curva los límites

máximos de cargabilidad por voltaje mínimo admisible, el desarrollo de la presente investigación se aplica para dos casos de estudio como son en configuración radial y mallada.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Realizar un análisis de estabilidad de voltaje en estado estable en el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A para determinar los puntos máximos de cargabilidad admisible del mismo.

1.4.1. Objetivos Específicos

- Recopilar información actual del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A y modelarlo a través un software computacional.
- Simular en un software computacional el sistema previamente modelado para establecer el análisis de flujos de carga.
- Aplicar métodos analíticos de estudio de estabilidad de voltaje en estado estable para determinar el comportamiento del voltaje en el sistema ante incrementos graduales de carga total.
- Establecer conclusiones y recomendaciones a fin de colaborar en las decisiones enfocadas en la planificación y operación del sistema.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes Investigativos

Los sistemas eléctricos de potencia son de carácter excesivamente no lineal, están permanentemente expuestos a cualquier contingencia o perturbación, cuando esto sucede la estabilidad del sistema se ve en riesgo. Según (Delgado Alanes, 2015), en su Trabajo Fin de Máster “Estudios para la conexión de Instalaciones de Generación y Transmisión al Sistema Eléctrico Boliviano”, añade que, los sistemas deben estar en la capacidad de ajustarse a condiciones de cambio como las más comunes que se presentan en forma de cambios de carga y operar satisfactoriamente.

El crecimiento poblacional implica una expansión en los sistemas eléctricos de potencia para poder proporcionar el correcto abastecimiento de energía como es la obligación de las empresas distribuidoras correspondientes, sin embargo, el incremento en la demanda podría ocasionar consecuencias como problemas de estabilidad de voltaje, para ello se realizan estudios relacionados. (Ortiz López, 2012) en su proyecto de titulación “Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito”, manifiesta que, mediante los estudios enfocados al análisis de estabilidad de voltaje es posible identificar la cargabilidad máxima en las redes y subestaciones antes de que ocurra un colapso de voltaje.

Son varios los métodos estáticos que posibilitan el análisis de estabilidad de voltaje en estado estable en sistemas eléctricos de potencia. (Quilumba Gudiño, 2008) en su proyecto de titulación “Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable de Sistemas Eléctricos de Potencia Basado

en el Método de Continuación Aplicado a Flujos de Potencia” menciona que las curvas convenciones PV son usadas generalmente como herramientas para evaluar la estabilidad de voltaje y encontrar la máxima cargabilidad en el borde del colapso de voltaje y que para ello se debe emplear la herramienta de flujos de carga e incrementar la carga de forma gradual para así obtener la curva.

2.2. Fundamentación Teórica

2.2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P.)

Un sistema eléctrico de potencia está constituido por el conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica en condiciones adecuadas de voltaje, frecuencia y disponibilidad (Brokering Ch., 2008).

Es importante mencionar que varían en tamaño y componentes estructurales. Sin embargo, todos y cada uno de ellos poseen las mismas características básicas, descritas a continuación:

- Están compuestos de sistemas trifásicos de corriente alterna (AC), que operan a niveles de voltaje establecidos y que comúnmente presentan ligeras variaciones respecto a su valor nominal. Sus instalaciones de generación y transmisión son conformadas por equipos trifásicos.
- Utilizan máquinas síncronas para la generación de electricidad.
- Transportan energía en grandes distancias hasta llegar a los consumidores. Para ello se requiere un sistema de transmisión, subtransmisión y distribución los mismos que operan a distintos niveles de voltaje (Kundur, 1994).

La descripción de cada uno de los elementos principales de un S.E.P. se presenta a continuación con la finalidad de comprender de mejor forma, la función e influencia de los mismos.

2.2.2. Sistemas de Generación

La generación eléctrica se origina de varias fuentes existentes en el mundo, y cada una de ellas define el tipo de tecnología para la generación de electricidad más apropiado, entre las más comunes utilizan fluidos como agua, vapor, gas y viento, a continuación se presentan las principales fases en los procesos de generación a través de fluidos, resaltando que todos estos procesos se basan en el aprovechamiento de la energía primaria y su conversión mediante turbinas, en energía cinética que mueve al generador eléctrico (Brokering , 2018).

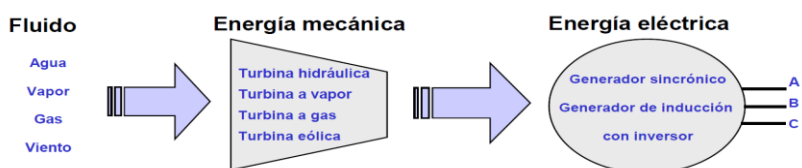


Figura 1. Fases en el Proceso de Generación Eléctrica

Fuente: (Brokering , 2018)

a. Turbinas

Su composición depende directamente de su aplicación, lo cual está ligado con la energía primaria utilizada sea esta agua, vapor, gas, etc.

En el caso de generación hidroeléctrica destacan las turbinas Pelton, Francis y Kaplan, las mismas que deberán ser elegidas acorde a la altura y el caudal del recurso hídrico aprovechado.

b. Generadores

Son aquellos que transforman la energía mecánica entregada por la turbina en energía eléctrica, y generalmente son máquinas síncronas. Las formas constructivas más comunes de un generador

síncrono son: la máquina de polos salientes (usada para velocidades bajas) y la máquina de rotor cilíndrico (usada para altas velocidades) y se presentan en la figura 2 (Brokering , 2018).



Figura 2. Formas Constructivas de Generadores Síncronos más Comunes

Fuente: (Brokering , 2018)

El generador no solo cumple con la tarea fundamental de entregar la potencia activa requerida para su consumo, sino también participa en el control primario de voltajes en el sistema. La regulación de voltaje está directamente ligada a la entrega de potencia reactiva. La entrega de reactivos no implica un trabajo para la turbina, pero sí para el sistema de excitación (Brokering , 2018).

c. Control de Generadores Síncronos Dentro de un Sistema

Los parámetros característicos de la operación de un generador son la magnitud de voltaje, la frecuencia y la potencia compleja que entrega ($S = P + jQ$) Estas variables son controladas por dos variables de entrada o control que son el torque mecánico y la corriente de excitación como se muestra en la figura 3.

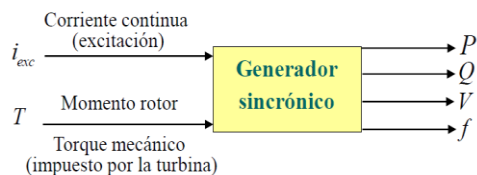


Figura 3. Variables de Control en un Generador Síncrono

Fuente: (Brokering , 2018)

2.2.3. Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica

a. Líneas de Transmisión

Se conocen como líneas de transmisión a aquellas instalaciones que permiten el transporte y la distribución de la energía eléctrica desde las plantas de generación, usualmente son líneas aéreas conformadas por conductores suspendidos mediante aisladores de estructuras adecuadas según el nivel de voltaje.

El comportamiento eléctrico de una línea de transmisión se puede representar mediante cuatro parámetros fundamentales: resistencia serie R, reactancia serie X, conductancia paralelo G y susceptancia paralelo capacitiva B (Brokering Ch., 2008).

b. Niveles de Voltaje

De acuerdo a la regulación **ARCONEL 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”**, vigente desde el 28 de diciembre de 2018, misma que deroga a la Regulación No. CONELEC 004/01 en todos los numerales, se definen los niveles de voltaje en el Ecuador de la siguiente manera:

Tabla 1

Niveles de Voltaje en Ecuador

DENOMINACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE
<i>Bajo Voltaje</i>	Menor igual a 0.6 kV
<i>Medio Voltaje</i>	Mayor a 0.6 y menor igual a 40 kV
<i>Alto Voltaje grupo 1</i>	Mayor a 40 y menor igual a 138 kV
<i>Alto Voltaje grupo 2</i>	Mayor a 138 kV

Fuente: (ARCONEL, 2019)

c. Conductores

En épocas pasadas se utilizaban conductores de cobre para la transmisión de energía eléctrica. Actualmente, éstos han sido reemplazados por conductores de aluminio en líneas aéreas por motivos económicos debido a su razonable menor costo y además de su ligereza y menor diámetro con respecto a conductores de cobre para el mismo valor de resistencia (Grainger & Stevenson, 1996).

Los símbolos que identifican los diferentes tipos de conductores de aluminio son los siguientes:

Tabla 2

Tipos de Conductores

TIPO DE CONDUCTOR	DESCRIPCIÓN
<i>AAC</i>	Todos los conductores de aluminio.
<i>AAAC</i>	Todos los conductores de aleación de aluminio.
<i>ACSR</i>	Conductores de aluminio con alma de acero.
<i>ACAR</i>	Conductores de aluminio con alma de aleación.

Fuente: (Grainger & Stevenson, 1996)

De acuerdo a (Brokering , 2018), la función que debe cumplir un sistema determina las cantidades de energía y potencia que dicho sistema debe entregar o recibir y como consecuencia el nivel de voltaje que debe usar y las restricciones para cada caso. Por ello propone la clasificación de los sistemas como se muestra en la Figura 4 mostrada a continuación:

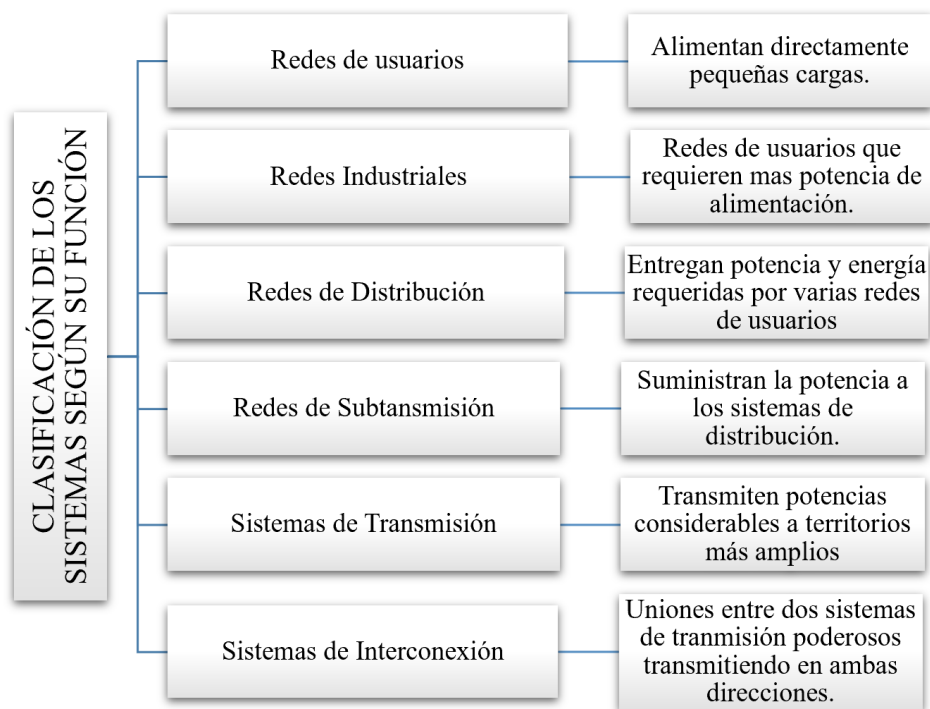


Figura 4. Clasificación de Sistemas Eléctricos Según su Función

2.2.4. Sistemas de Subtransmisión

Son aquellos que se encargan de suministrar la energía a los sistemas de distribución. Existen diversos tipos de configuraciones de sistemas o redes de subtransmisión conocidos como radiales, en anillo y mallados, es importante mencionar que la topología global del sistema puede afectar directamente a la confiabilidad del mismo.

a. Los Sistemas Radiales

Son consustancialmente los menos confiables, ya que una falla sobre el punto de alimentación principal puede afectar a la gran mayoría de cargas.

b. Los Sistemas en Anillo

Son más confiables que los radiales ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.

c. Los Sistemas Mallados

Son los más confiables, sin embargo, son los más costosos ya que existen varios puntos de alimentación que forman una estructura semejante a una malla, las cargas se pueden abastecer por distintas trayectorias provenientes de cada fuente (Harper, 1993).

En la figura 5 se pueden observar esquemas simplificados de cada una de las configuraciones.

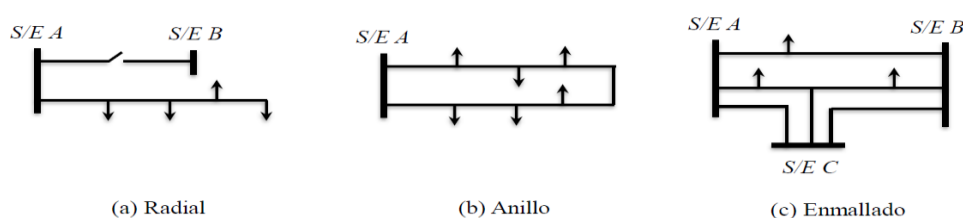


Figura 5. Configuraciones de Sistemas de Subtransmisión

Fuente: (Brokering , 2018)

2.2.5. Sistema Nacional de Transmisión

Un sistema de transmisión es aquel que se encarga de transportar la energía eléctrica a territorios más extensos, potencias considerables como cientos, o incluso miles de MW. En el Ecuador se denomina como **SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (S.N.T.)** y es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones a distintos niveles de voltaje como se describe a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3

Descripción del SNT

NIVEL DE VOLTAJE	KILÓMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
500 kV	461 km
230 kV	3199 km
138 kV	2207 km

Fuente: (CENACE, Planeamiento Operativo, 2019)

2.2.6. Equivalentes de Red del Sistema Nacional de Transmisión

Emplear redes equivalentes en la modelación de sistemas eléctricos de transporte de energía, posibilitan la evaluación de condiciones en escenarios reales que pueden suscitarse dentro y fuera de la red en estudio para así obtener estrategias que sirvan para afrontar diferentes casos que incidan en la operación adecuada de la red (Silva-Ortega, 2017).

En el análisis de sistemas complejos se requiere el uso de equivalentes de red frecuentemente basados en la teoría de Thévenin, para así simplificar extensos cálculos y analizar la estabilidad en estado estable del sistema fácilmente (Ortiz López, 2012).

A través de cálculos de cortocircuitos monofásico y trifásico se puede definir la impedancia Thévenin del sistema en estudio, al reducir el circuito de falla trifásica se obtiene una impedancia equivalente de secuencia positiva, y de la misma forma, al reducir el circuito de falla monofásica se obtienen un circuito equivalente con impedancias de secuencia positiva, negativa y cero (Ortiz López, 2012).

De ese modo, los datos obtenidos del análisis de cortocircuitos requeridos para determinar el equivalente de red de un nodo o barra del sistema en estudio son:

- $I_{cc}3\emptyset$ = Corriente de cortocircuito trifásica
- $I_{cc}1\emptyset$ = Corriente de cortocircuito monofásica
- V_F = Voltaje de falla nominal

A partir de ellos, se emplean las ecuaciones mostradas a continuación para definir los parámetros de secuencia del equivalente de red:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{\frac{V_F \angle \theta_F}{\sqrt{3}}}{I_{cc} 3 \theta \angle \theta_{3\theta}} \quad \text{Ec. (1)}$$

$$Z_0 = \frac{\frac{V_F \angle \theta_F}{\sqrt{3}}}{\frac{I_{cc} 1 \theta \angle \theta_{1\theta}}{3}} - 2(Z_1) \quad \text{Ec. (2)}$$

$$R_1 = R_2 = |Z_1| \times \text{Cos}(\theta_F - \theta_{3\theta}) \quad \text{Ec. (3)}$$

$$X_1 = X_2 = |Z_1| \times \text{Sen}(\theta_F - \theta_{3\theta}) \quad \text{Ec. (4)}$$

$$R_0 = |Z_0| \times \text{Cos}(\theta_F - \theta_{1\theta}) \quad \text{Ec. (5)}$$

$$X_0 = |Z_0| \times \text{Sen}(\theta_F - \theta_{1\theta}) \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva

Z_2 : Impedancia de secuencia negativa

R_1 : Resistencia de secuencia positiva

R_2 : Resistencia de secuencia negativa

X_1 : Reactancia de secuencia positiva

X_2 : Reactancia de secuencia negativa

R_0 : Resistencia de secuencia cero

x_0 : Resistencia de secuencia cero

θ_F : Ángulo de falla

$\theta_{3\theta}$: Ángulo de falla trifásica

$\theta_{1\theta}$: Ángulo de falla monofásica

El Operador Nacional de Electricidad CENACE, realiza análisis para determinar los niveles máximos y mínimos de cortocircuito tanto para fallas monofásicas como trifásicas en las barras de 230 kV, 138 kV y puntos de entrega del Sistema Nacional Interconectado a niveles de 69 y 46 kV de forma periódica (CENACE, 2015).

Los cálculos respectivos se realizan bajo la Norma Técnica Internacional IEC909 y con las condiciones respectivas a la fecha de su realización en cuanto a mínima y máxima generación. Siendo así, el CENACE contribuye con solicitudes de equivalentes de red en puntos de conexión para la realización de estudios específicos obteniendo los parámetros con la terminología correspondiente como se detalla a continuación:

Tabla 4

Descripción de Parámetros de Equivalentes de Red

VARIABLE	UNIDAD	SIGNIFICADO
I_k''	kA	Corriente inicial de cortocircuito
S_k''	MVA	Potencia inicial de cortocircuito
I_p	kA	Corriente pico de cortocircuito
R_k	Ohm	Impedancia de la red, parte real
X_k	Ohm	Impedancia de la red, parte imaginaria
R_{k0}	Ohm	Impedancia de secuencia cero, parte real
X_{k0}	Ohm	Impedancia de secuencia cero, parte imaginaria
R_{k1}	Ohm	Impedancia de secuencia positiva, parte real
X_{k1}	Ohm	Impedancia de secuencia positiva, parte imaginaria
R_{k2}	Ohm	Impedancia de secuencia negativa, parte real
X_{k2}	Ohm	Impedancia de secuencia negativa, parte imaginaria

Fuente: (CENACE, 2015)

2.2.7. Subestaciones

Se denominan también estaciones de transformación, se conoce que los niveles de voltaje en las centrales de generación son bajos, sin embargo, para el transporte de energía dicho voltaje debe ser elevado, finalmente para el suministro de la energía en sistemas de distribución, este voltaje debe ser reducido. La transformación de los niveles de voltaje se efectúa en las subestaciones sean éstas de elevación si el voltaje de salida es mayor que el de entrada o reducción si el voltaje de salida es menor que el de entrada, con la disposición de cada uno de los elementos que éstas poseen siendo el principal componente el transformador de potencia.

a. Transformador de Potencia

Se puede afirmar que la existencia misma de los sistemas de generación y de transporte de energía como se conoce en la actualidad, se debe al descubrimiento del transformador, que resulta ser un dispositivo extraordinariamente simple, robusto y eficaz. (Gómez Expósito, 2003)

Los transformadores se definen como máquinas estáticas cuyo objetivo es transmitir mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con un determinado voltaje de entrada a otro sistema con voltaje deseado (Ras Oliva, 1994).

Suponga un circuito magnético en el que se ha dispuesto un bobinado, con ello se obtiene una *bobina de reactancia*, misma que posee una resistencia R_1 cómo se puede observar en la Figura 6.

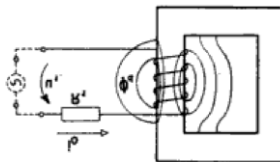


Figura 6. Representación de una Bobina de Reactancia Real

Fuente: (Ras Oliva, 1994)

En las N_1 espiras del bobinado se origina por autoinducción, una fuerza contraelectromotriz (f.c.e.m.) e_1 ,

$$e_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad \text{Ec. (7)}$$

Si se desprecian las caídas de voltaje por resistencia, se puede admitir en aproximación que la f.c.e.m. es igual y de signo contrario que el voltaje aplicado.

$$u_1 + e_1 = 0 \quad \text{Ec. (8)}$$

Y, por lo tanto:

$$u_1 = -e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad \text{Ec. (9)}$$

Si al núcleo del transformador se le añade un segundo bobinado, se tendrá constituido un transformador como se observa en la Figura 7, en donde Z_c simboliza la carga conectada en el secundario.

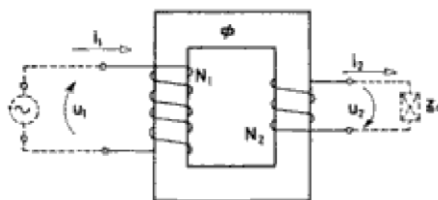


Figura 7. Representación de un Transformador

Fuente: (Ras Oliva, 1994)

La relación de transformación nominal en un transformador se determina por:

$$\alpha = \frac{U_1 \text{ nominal}}{U_2 \text{ vacío}} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad \text{Ec. (10)}$$

La referencia a la potencia nominal de un transformador siempre se refiere a la potencia aparente S (kVA o MVA). (Ras Oliva, 1994)

b. Los Cambiadores de Derivación

Suplen la necesidad de poder variar dentro de ciertos rangos estrechos el voltaje del transformador, también se lo conoce como *Cambiador de Taps*. Éstos pueden ser operados en vacío o bajo carga y usualmente poseen pasos de $\pm 2 \times 2,5\%$ lo que significa que el voltaje podrá bajar o subir en un $\pm 5\%$ (Brokering , 2018).

2.2.8. Tipos de Subestaciones

De acuerdo al tomo de **Estaciones de Transformación y Distribución Protección de sistemas eléctricos** (ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD, 1988) las estaciones de transformación se clasifican en:

a. Subcentrales

También llamadas conjunto de aparatos de transformación y de distribución instalados en un edificio o al aire libre y destinados a transformar el voltaje de una o varias centrales de generación en el voltaje de transporte y a distribuir la energía eléctrica correspondiente.

b. Estaciones de Interconexión

Aseguran la unión entre las diferentes líneas de transporte a alto voltaje, directamente, si estas líneas tienen el mismo voltaje de servicio, o por medio de transformadores de potencia elevadores o reductores, si las líneas tienen distintos voltajes de servicio.

c. Subestaciones o Estaciones Principales

Aquellas en las que se realiza la transformación intermedia del voltaje de transporte al voltaje de la red distribuidora, el lado de alto voltaje, cuya energía transformada se envía al sistema eléctrico correspondiente por medio de varias líneas de alimentación que salen de barras situadas en el lado secundario de los transformadores de la estación.

d. Estaciones de Distribución o de Seccionamiento

Son aquellas en las que la energía recibida se distribuye a los puntos de consumo por medio de líneas de alimentación que trabajan al mismo voltaje que la alimentadora, la energía transformada corresponde en este caso, solamente a la necesaria para los servicios auxiliares.

e. Casetas Transformadoras

Son aquellas que alimentan las redes distribuidoras de bajo voltaje a los abonados.

2.2.9. Cargas

Existe una gran variedad de consumos o cargas conectadas a los sistemas eléctricos, entre ellas motores, iluminación, artefactos de uso doméstico, etc. Es importante considerar que cada consumo requiere potencia activa P y una cierta proporción de potencia reactiva Q necesaria para crear y mantener los campos electromagnéticos, dicha proporción depende del tipo de consumo y se mide por medio del factor de potencia (Brokering , 2018).

Sin embargo, de modo general se pueden clasificar en cargas motorizadas y no motorizadas. Las cargas motorizadas no varían de forma significativa con la magnitud del voltaje, cuando éste baja, la corriente se incrementa y mantiene relativamente constante la magnitud de potencia activa. Por su parte, las cargas no motorizadas se pueden catalogar como de corriente constante e

impedancia constante, aquellas cargas de corriente constante que varían directamente con el voltaje, y las de impedancia constante varían con el cuadrado del voltaje (Ortiz López, 2012).

a. Alimentadores Primarios

Son aquellos circuitos que transportan la energía obtenida de una subestación de distribución generalmente a un nivel de voltaje medio.

b. Circuitos Secundarios

Son aquellos que transportan la energía tomada de los transformadores de distribución, mismos que se alimentan de las redes de alimentadores primarios, hasta los usuarios a un nivel de voltaje bajo.

2.2.10. Valores en Por Unidad (p.u.)

En un S.E.P. auténtico o existente, se encuentran variables eléctricas tales como la potencia, intensidad de corriente y niveles de voltaje que son representados por valores en por unidad. Aquello, es el resultado de la determinación por definir los valores absolutos de los mencionados parámetros a sus debidos valores bases (Kothari, 2008).

Se puede expresar de manera formar lo anteriormente mencionado de la siguiente manera:

$$\mathbf{Valor\ en\ p.\ u. = \frac{Valor\ Medido}{Valor\ Base\ Elegido\ Real}} \quad \mathbf{Ec.\ (11)}$$

El uso de cálculos en por unidad en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, radica en especificar adecuadamente las bases para las diferentes partes del sistema. La impedancia en por unidad de un elemento del sistema es expresada sobre una base distinta a la seleccionada en el lugar donde dicho elemento se sitúa (Grainger & Stevenson, 1996).

Entonces, para poder efectuar el cambio de una impedancia dada por una nueva, es aplicable la ecuación mostrada a continuación:

$$Z_{nueva \text{ en p. u.}} = Z_{dada \text{ en P. U.}} \left(\frac{KV_{dao \text{ base}}}{KV_{nuevo \text{ base}}} \right)^2 \left(\frac{KVA_{nuevo \text{ base}}}{KVA_{dada \text{ base}}} \right) \quad \text{Ec. (12)}$$

2.2.11. Solución de Flujos de Carga

Realizar flujos de cargas consiste en obtener los voltajes en todos los nodos y los flujos de potencia por todos los elementos de un sistema de transporte o de distribución de energía eléctrica. Para ello se consideran como datos iniciales el consumo y la inyección de potencia en todos los nodos, salvo la potencia reactiva de los nodos regulados en voltaje, que se sustituye por el módulo de voltaje regulado (Gómez Expósito, 2003).

Para el análisis de flujos de carga aplicados a redes equilibradas se trabaja mediante su equivalente monofásico en por unidad. Dado que cualquier magnitud de una red eléctrica queda definida una vez que sean conocidos los voltajes complejos en todos sus nodos, el primer y más importante paso de un flujo de carga se enfoca en esta tarea. Para ello se emplea un proceso iterativo ya que las restricciones impuestas en los nodos conducen a un sistema no lineal de ecuaciones. Si esta función tiene éxito, una sucesión de pasos permite calcular el resto de magnitudes de interés como los flujos de potencia activa, reactiva, etc (Gómez Expósito, 2003).

Para resolver el problema de flujos de carga, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de un nodo, o las impedancias de punto de operación de transferencia que constituyen la matriz de impedancias de barra (Grainger & Stevenson, 1996).

a. Tipos de Barras

Son cuatro las cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con cada barra o nodo y son: potencia activa P , potencia reactiva Q , ángulo de voltaje δ y magnitud del voltaje $|V|$. La práctica general en los estudios de flujos de carga se basa en identificar tres de las clases de barras existentes, en cada una de ellas se precisan apenas dos de las cuatro cantidades especificadas anteriormente y se calculan las dos restantes. Los tipos de barras acorde a las características que posean se denotan según la distinción descrita a continuación (Grainger & Stevenson, 1996).

Barras de Carga (P, Q)

Se denominan a cada barra que no tiene generación, la potencia real P y Q que son tomadas del sistema por la carga se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o de mediciones. Comúnmente, en el ámbito práctico apenas se conoce la potencia real mientras que la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor (Grainger & Stevenson, 1996).

Barras de Voltaje Controlado (P, V)

Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud de voltaje se denomina voltaje controlado. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación en MW mediante el ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Ciertas barras sin generadores pueden tener la capacidad de controlar el voltaje, a aquellas se las denomina también de voltaje controlado, la potencia real que éstas generan es sencillamente cero (Grainger & Stevenson, 1996).

Barra de Compensación (Slack, Swing, Oscilante, $|V| \angle 0^\circ$)

El ángulo del voltaje en la barra de compensación se utiliza como referencia para los ángulos del resto de voltajes de barra, generalmente se toma una barra en donde se conecta un gran generador (Grainger & Stevenson, 1996).

b. Matriz de Admitancias de Barra Y_{barra}

La formulación sistemática de ecuaciones, determinada en los nodos de un circuito al aplicar la ley de corrientes de Kirchhoff, es la base de excelentes soluciones computacionales en problemas de sistemas de potencia (Grainger & Stevenson, 1996).

Considere el diagrama de circuito simple mostrado a continuación en el que se representan fuentes de corriente y demás elementos representados como admitancias. La notación de un subíndice se utiliza para designar el voltaje de cada nodo con respecto a su nodo de referencia.

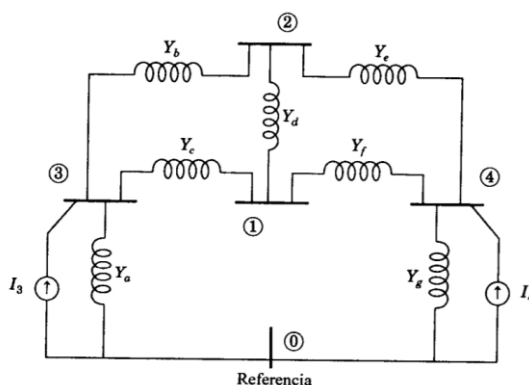


Figura 8. Diagrama de Circuito Eléctrico Simple

Fuente: (Grainger & Stevenson, 1996)

Es importante recordar que el número de ecuaciones que se obtendrán aplicando la ley de Kirchhoff requerido, depende de la siguiente fórmula:

$$\# \text{ ecuaciones} = \# \text{ nodos} - 1$$

Ec. (13)

El formato acostumbrado para la matriz de cuatro ecuaciones independientes que corresponden al esquema de aplicación es:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix}$$

La simetría de las ecuaciones de este modo las hace más fáciles de recordar y resulta evidente su extensión a cualquier número de nodos. Las reglas usuales para formar la matriz de admitancias de barra son:

- Los elementos de la diagonal Y_{jj} son iguales a la suma de las admitancias que están directamente conectadas al nodo j
- Los elementos fuera de la diagonal Y_{ij} son iguales al negativo de la admitancia total conectada entre los nodos i y j

Las admitancias de la diagonal se denominan *admitancias propias de los nodos* y las que están fuera de la diagonal son *admitancias mutuas de los nodos* (Grainger & Stevenson, 1996).

De ese modo, la matriz de admitancias de barra para el circuito de aplicación se muestra a continuación:

$$\mathbf{Y}_{barra} = \begin{bmatrix} (Y_c + Y_d + Y_f) & -Y_d & -Y_c & -Y_f \\ -Y_d & (Y_b + Y_d + Y_e) & -Y_b & -Y_e \\ -Y_c & -Y_b & (Y_a + Y_b + Y_c) & 0 \\ -Y_f & -Y_e & 0 & (Y_e + Y_f + Y_g) \end{bmatrix}$$

c. Método de Newton-Raphson

La expansión en la serie de Taylor para una función de dos o más variables es la base para este método usado para la solución de problemas de flujos de carga. El estudio empieza por el análisis de la solución de un problema en el que intervienen solo dos ecuaciones y dos variables (Grainger & Stevenson, 1996).

Considere la ecuación de una función h_1 , de dos variables x_1 y x_2 , que es igual a la constante b_1 y se expresa de la siguiente forma:

$$g_1(x_1, x_2, u) = h_1(x_1, x_2, u) - b_1 = 0 \quad \text{Ec. (14)}$$

Y una segunda ecuación que contiene una función h_2 y en donde b_2 también es una constante:

$$g_2(x_1, x_2, u) = h_2(x_1, x_2, u) - b_2 = 0 \quad \text{Ec. (15)}$$

Donde:

u Representa un control independiente que se considera constante

g_1 y g_2 Se introducen por conveniencia para permitir el análisis de las diferencias entre los valores calculados de h_1 y h_2 y sus valores especificados respectivos b_1 y b_2

Para un valor especificado de u se estimará que las soluciones de estas ecuaciones sean x_1^0 y x_2^0 . Los superíndices cero indican que dichos valores son de estimación inicial y no representan las soluciones reales x_1^* y x_2^* . Se designan las correcciones como Δx_1^0 y Δx_2^0 a los valores que se tienen que sumar a x_1^0 y x_2^0 para dar las soluciones correctas, entonces:

$$g_1(x_1^*, x_2^*, u) = g_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, u) = 0 \quad \text{Ec. (16)}$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*, u) = g_2(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, u) = \mathbf{0} \quad \text{Ec. (17)}$$

Para encontrar la solución para Δx_1^0 y Δx_2^0 , se expanden las ecuaciones 16 y 17 en series de Taylor alrededor de la solución supuesta y tener:

$$g_1(x_1^*, x_2^*, u) = g_1(x_1^0, x_2^0, u) + \Delta x_1^0 \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|^0 + \Delta x_2^0 \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \right|^0 + \dots \mathbf{0} \quad \text{Ec. (18)}$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*, u) = g_2(x_1^0, x_2^0, u) + \Delta x_1^0 \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|^0 + \Delta x_2^0 \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \right|^0 + \dots \mathbf{0} \quad \text{Ec. (19)}$$

En donde las derivadas parciales de orden mayor que 1 en la serie de términos de la expansión no han sido listadas, y si se desprecian se puede escribir de forma matricial de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|^0 & \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \right|^0 \\ \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|^0 & \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \right|^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - g_1(x_1^0, x_2^0, u) \\ 0 - g_2(x_1^0, x_2^0, u) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{b}_1 - \mathbf{h}_1(x_1^0, x_2^0, u) \\ \mathbf{b}_2 - \mathbf{h}_2(x_1^0, x_2^0, u) \end{bmatrix} \quad \text{Ec. (20)}$$

Donde:

$$\begin{bmatrix} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|^0 & \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \right|^0 \\ \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|^0 & \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \right|^0 \end{bmatrix} = \text{Jacobiano} = \mathbf{J}^0$$

La matriz Jacobiana indica que se han usado los estimados iniciales x_1^0 y x_2^0 para calcular los valores numéricos de las derivadas parciales. Designando a Δg_1^0 como el error obtenido del valor de g_1 especificado menos g_1 calculado y de la misma forma para el error Δg_2^0 , de dese modo se obtiene el sistema lineal denominado ecuaciones de error.

$$J^0 \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta g_1^0 \\ \Delta g_2^0 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. (21)}$$

Y se pueden determinar los valores de Δx_1^0 y Δx_2^0 al resolver las ecuaciones de error. Estos valores añadidos a los iniciales no determinan la solución correcta por lo cual se efectúa otro intento en donde se supongo los nuevos valores estimados x_1^1, x_2^1 en donde:

$$x_1^1 = x_1^0 + \Delta x_1^0; \quad x_2^1 = x_2^0 + \Delta x_2^0 \quad \text{Ec. (22)}$$

Ya que el proceso es iterativo se repite hasta que la corrección sea tan pequeña en magnitud tal que satisfaga la precisión de error (ε) seleccionada en donde $|\Delta x_1|$ y $|\Delta x_2|$ sean ambas menores que ε . (Grainger & Stevenson, 1996)

d. Flujos de Carga Aplicando Newton-Raphson

Para resolver flujos de carga, se emplean generalmente los valores numéricos de la impedancia de serie Z y la admitancia total Y de carga de las líneas, en términos de MVARs de carga de la línea a voltaje nominal del sistema, de modo que la herramienta computacional pueda determinar los elementos de Y_{barra} de la que un típico elemento tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \text{Sen} \theta_{ij} = G_{ij} + B_{ij} \quad \text{Ec. (23)}$$

Para emplear el método de Newton-Raphson en la solución de flujos de carga, se expresan los voltajes de barra y las admitancias en forma polar de modo que dichas ecuaciones se puedan derivar con facilidad con respecto a los ángulos de voltaje y sus magnitudes como se muestra a continuación:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad \text{Ec. (24)}$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad \text{Ec. (25)}$$

Entonces, el objetivo es hallar los voltajes en los nodos, para una condición que satisfaga que ΔP y ΔQ sean ambos menores que la precisión del error (ε) dada para el número de iteraciones que correspondan, de ese modo se obtiene el siguiente sistema en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ec. (26)}$$

2.2.12. Perturbaciones

Son sucesos repentinos o imprevistos que perjudican directamente a la disponibilidad de servicio de entrega de energía eléctrica, ya que al suceder uno de ellos o varios en un mismo lapso de tiempo tienen como consecuencia la salida de operación parte del sistema afectado o en ocasiones en su totalidad.

De acuerdo a (ARCONEL, 2019) las interrupciones o perturbaciones se pueden clasificar como se detalla a continuación y además se especifica que todas deben ser registradas:

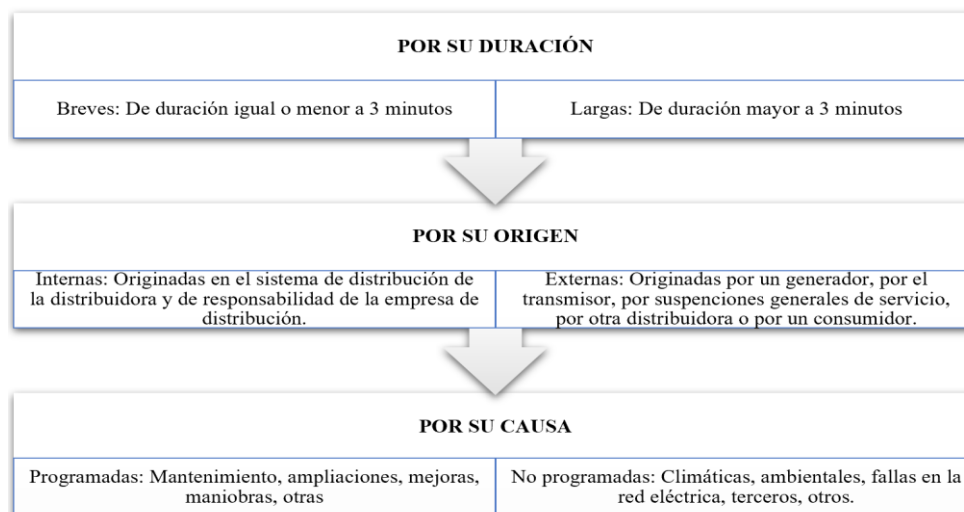


Figura 9. Clasificación de las Perturbaciones

2.2.13. Sistemas de Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia

Se implementan con el objetivo de preservar los elementos del sistema ante eventos fortuitos como operaciones anormales o cortocircuitos, en los que se presenta una corriente muy elevada en comparación a la corriente que dichos elementos soportan.

Generalmente, los objetivos de un sistema de protección se denotan de la siguiente manera:

- Proteger la integridad de las personas y los componentes del sistema de potencia.
- Reducir la influencia de fallas sobre las líneas y los equipos.
- Detectar condiciones de falla al monitorear permanentemente las variables eléctricas del sistema de potencia (Ramírez Castaño, 2003).

Su composición se resume a un conjunto de equipos de protección como relés, interruptores, seccionadores y dispositivos de medida como transformadores de corriente TC's y

transformadores de potencial TP's, mismos que se encargan de detectar situaciones anormales o no programadas y actúan para así despejar las fallas sin perturbar el sistema.

Una correcta coordinación de protecciones eléctricas es considerada como un arte y una ciencia basada en principios científicos y de ingeniería que van desde el cálculo de corrientes de falla hasta la calibración correcta de los relés (Ramírez Castaño, 2003).

Un sistema de protección debe ser diseñado e implementado de modo que se cumplan sus propiedades básicas que son:

Confiabilidad: Es la capacidad de realizar una función específica, evitando una operación innecesaria durante una falla en el sistema.

Selectividad: Define únicamente la operación de los equipos de protección necesarios para aislar una falla, manteniendo el suministro eléctrico.

Velocidad: Aislar la falla tan rápido como sea posible, sin interrumpir la continuidad del servicio (Palate Moyolema, 2017).

Los dispositivos generalmente utilizados son:

Fusibles: Son los dispositivos más utilizados contra fallas ocasionadas en el sistema eléctrico, están fabricados para que actúen con corrientes iguales o superiores a las de fusión.

Relés de Sobrecorriente: Son dispositivos de protección que funcionan a la par con los interruptores situados en la salida de cada subestación, se encargan de detectar señales para que actúen inmediatamente al ocurrir una falla ante un valor de corriente igual o superior al preconfigurado, existen dos tipos instantáneo y temporizado, de fase y de neutro.

El ajuste de las protecciones de sobrecorriente está determinado de acuerdo a la capacidad de los equipos instalados en el sistema eléctrico, operando en cualquier condición de falla, sean temporales o permanentes (Palate Moyolema, 2017).

a. Protecciones Eléctricas en el Sistema de Subtransmisión de la EEASA

En el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la EEASA, se emplean dispositivos como fusibles y relés de sobrecorriente temporizados para la protección de alimentadores primarios, relés de sobrecorriente temporizados de fase y neutro en transformadores de potencia y relés de sobrecorriente direccional instantáneos y temporizados de fase y neutro para la protección de las líneas de subtransmisión. Además, es importante mencionar que cada posición de TRANSELECTRIC cuenta con relés de sobrecorriente direccional instantánea y temporizada instalados y sus ajustes que son determinados por la misma Corporación se obtienen a través de su portal digital oficial en donde se publican periódicamente.

b. Ajuste de Protecciones Eléctricas en el S. de Subtransmisión EEASA

Las ecuaciones para el cálculo de la corriente de ajuste de los relés de sobrecorriente para la protección de líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y alimentadores primarios, acorde al criterio de la EEASA, son las siguientes:

$$I_{carga} = \frac{S_{transformador}}{V_L} \quad \text{Ec. (27)}$$

$$I_{ajuste} = I_{carga} \times fs \quad \text{Ec. (28)}$$

Donde:

I_{carga} = Corriente de carga.

I_{ajuste} = Corriente para ajustar el Pickup del relé de sobrecorriente

$S_{\text{transformador}}$ = Potencia aparente del transformador

V_L = Voltaje de línea en el sistema eléctrico

f_s = Factor de seguridad

A continuación, se detalla el criterio de ajuste del sistema de protección para cada caso.

Protección en Alimentadores Primarios

Los ajustes de relés de sobrecorriente temporizados de fase encargados de proteger los alimentadores primarios, se determinan de acuerdo a la corriente base del calibre de la troncal principal que soporta cada conductor, posteriormente se emplea la Ec. 28 empleando un factor de seguridad de 1.25 y así se obtiene la corriente de ajuste o *Pickup*. Los relés de sobrecorriente temporizados de neutro, se ajustan con un valor entre 30% y 50% de la corriente de arranque de los relés de fase, en estos relés la función direccional se encuentra desactivada (Palate Moyolema, 2017).

Protección en Líneas de Subtransmisión

Los equipos encargados de proteger las líneas de subtransmisión en las salidas de las subestaciones son relés de sobrecorriente direccional (67 y 67N), que operan como protección principal o de respaldo, tienen activados la función direccional y operan al detectar sobrecorrientes

solo al frente del punto en donde están instalados los equipos, asegurando mayor selectividad. De acuerdo al criterio de la EEASA, los ajustes de los relés de sobrecorriente temporizados de fase que protegen las líneas de subtransmisión, se determinan de acuerdo a la corriente de carga nominal que soportan los transformadores de potencia sin sobrecarga, comprobando que estos dispositivos no operen al existir flujo de carga en condiciones normales de operación. La corriente de arranque o *Pickup* para cada línea de subtransmisión se obtiene en base a las ecuaciones 27 y 28 respectivamente, empleando un factor de seguridad de 1.25. Acorde a la EEASA, los relés de sobrecorriente direccional temporizados de neutro (67N) se ajustan del 40% al 60% de la corriente de arranque de fase (67) (Palate Moyolema, 2017).

Protección en Transformadores de Potencia

Los ajustes de operación mínima de los relés de sobrecorriente de fase que protegen a los transformadores de potencia, se obtienen al multiplicar los valores de corriente nominal de cada uno de ellos por un factor de seguridad de 1.5 (Mayor a los anteriores para mejor seguridad del elemento), aplicando la Ec. 28. En los relés de sobrecorriente no se activan la función instantánea 50 y 50N, ni la direccional. Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de neutro (51N), se considera un valor entre el 30% y 60% de la corriente de arranque de los relés de sobrecorriente de fase (Palate Moyolema, 2017).

2.3. Fundamentación Conceptual

2.3.1. Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se puede definir generalmente como la propiedad de dichos sistemas para mantenerse en un estado operacional equilibrado bajo condiciones de operación normales y de recuperar un estado de equilibrio aceptable tras haber sufrido perturbaciones (Kundur, 1994).

La inestabilidad en un sistema eléctrico se puede manifestar en distintas formas dependiendo principalmente de su configuración y su modo de operación. Generalmente se observan problemas de inestabilidad relacionadas con el sincronismo en generadores, ya que una condición necesaria para que la operación de un sistema sea satisfactoria consiste en que todas las máquinas síncronas existentes en el sistema se mantengan en sincronismo. Sin embargo, la inestabilidad no solo ocurre por pérdida de sincronismo, un sistema en el cual un motor de inducción es alimentado por un generador a través de una línea de transmisión puede volverse inestable debido al colapso de voltaje en la carga (Kundur, 1994).

El análisis del comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia ante perturbaciones es la base en los estudios de estabilidad, dichas perturbaciones pueden ser cortas o largas. Las perturbaciones cortas usualmente aparecen en forma de cambios de carga y el sistema se ajusta a dichas condiciones cambiantes. Además, el sistema debe ser capaz de operar correctamente bajo estas condiciones y suplir la máxima condición de demanda, además debe poder resistir a numerosas perturbaciones de distinta naturaleza (Kundur, 1994).

a. Estudios de Estabilidad

Son aquellos que evalúan el impacto de los disturbios o perturbaciones en el ajuste a nuevas condiciones de operación, es decir, el comportamiento dinámico electromecánico de los sistemas de potencia, y se describen en dos tipos: *transitorios* y de *estado estable* (Grainger & Stevenson, 1996).

Se dice que un sistema de potencia está en una condición de operación de estado estable si todas las cantidades físicas que se miden o se calculan, se pueden considerar constantes para fines de estudio. El sistema de potencia es estable en su estado estable para condiciones de operación si después de haber ocurrido un disturbio pequeño, regresa esencialmente a la misma condición de operación de estado estable (Grainger & Stevenson, 1996).

Los estudios de estabilidad en estado estable examinan la estabilidad del sistema bajo variaciones *incrementales* pequeñas en los parámetros o bajo condiciones de operación alrededor del punto de equilibrio de estado estable. (Grainger & Stevenson, 1996)

Los problemas de estabilidad representan un único fenómeno en los sistemas eléctricos de potencia, sin embargo, su interpretación se concibe de mejor forma al clasificar la estabilidad en varias categorías.

b. Clasificación de Estabilidad

Al ser la estabilidad en los sistemas de potencia un problema general, su análisis de forma fragmentada resulta una necesidad práctica, es así que se la divide en clases y subclases basándose en diversas consideraciones, de ese modo se presentan tres tipos, de ángulo, de frecuencia y de voltaje, su detalle es mostrado en la Figura 10.

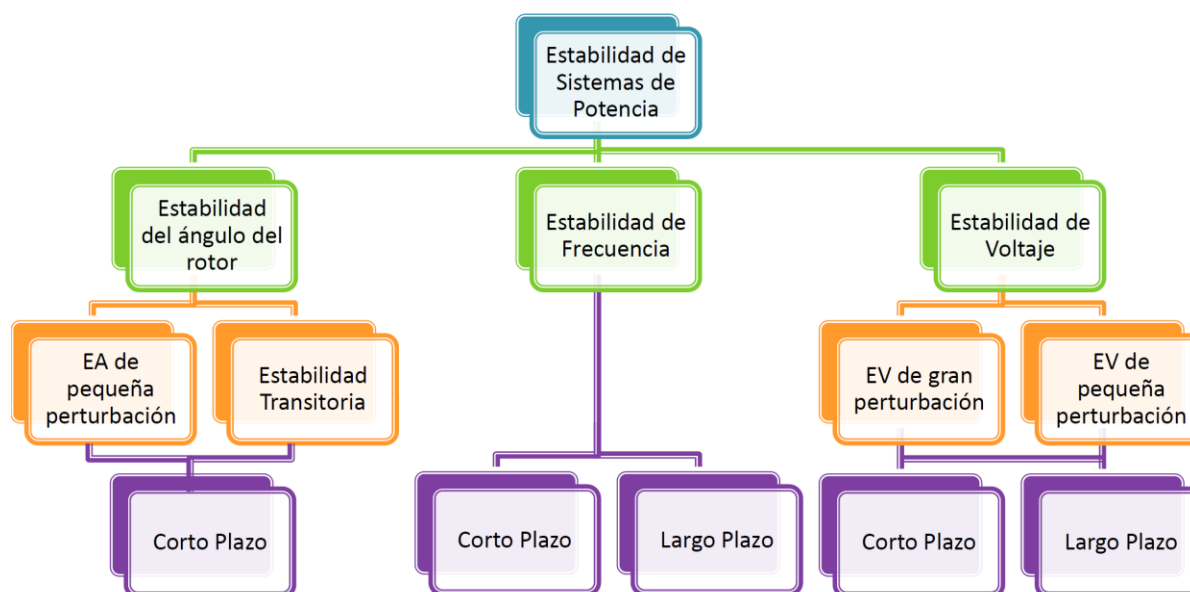


Figura 10. Clasificación de la Estabilidad en SEP

Fuente: (Dr. Quilumba, 2014)

a. Estabilidad de Ángulo de Rotor

Se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas pertenecientes a un S.E.P. interconectado, de mantener el sincronismo tras haber experimentado una perturbación o contingencia. Depende de la capacidad de mantener o de restablecer el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina. El problema es evidente debido a las oscilaciones de ángulo y de frecuencia en algunos generadores, lo que puede llevar a la pérdida de sincronismo en otras máquinas. (Dr. Quilumba, 2014).

b. Estabilidad de Frecuencia

Se refiere a la capacidad de un S.E.P. de mantener la frecuencia constante tras un grave trastorno del sistema a causa de un importante desequilibrio entre la generación y la carga, por lo tanto, el análisis de estabilidad de frecuencia se enfoca en analizar la estabilidad de todo el sistema para

cambios rápidos en el balance generación-carga. Es posible llegar a condiciones inestables debido a la intervención de relés de frecuencia en el lado de generación como también en el lado de la carga y sus problemas se pueden solucionar a través de operaciones manuales o mediante los sistemas de regulación automática (Dr. Quilumba, 2014).

La estabilidad de voltaje comprende la tercera clase en la clasificación de la estabilidad en los S.E.P., puesto que el presente trabajo de titulación se basa en la misma, su descripción se presenta de forma más detallada a continuación en el siguiente apartado.

2.3.2. La Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener niveles de voltaje estables y aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones de operación normales y tras haber ocurrido una perturbación. Un sistema enfrenta una inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, incremento en la demanda o cambio en las condiciones del sistema, causan una incontrolable y progresiva caída de voltaje. Generalmente el factor principal causante de inestabilidad es la poca habilidad del sistema de entregar la demanda de potencia reactiva. El centro del problema radica usualmente en la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva atraviesan reactancias asociadas a redes de transmisión (Kundur, 1994).

Uno de los criterios para estabilidad de voltaje consiste en que, a una condición de operación dada para cada barra del sistema, la magnitud de voltaje se incrementa a medida que la inyección de potencia reactiva en la misma barra también incrementa. Un sistema es inestable en voltaje si al menos en una de sus barras la magnitud de voltaje decrece a medida que la inyección de potencia reactiva aumenta (Kundur, 1994).

a. Clasificación de Estabilidad de Voltaje

Los problemas de estabilidad de voltaje se pueden plantear en varios escenarios y principalmente dependen del tipo de perturbación que ha ocurrido, su clasificación se muestra a continuación:

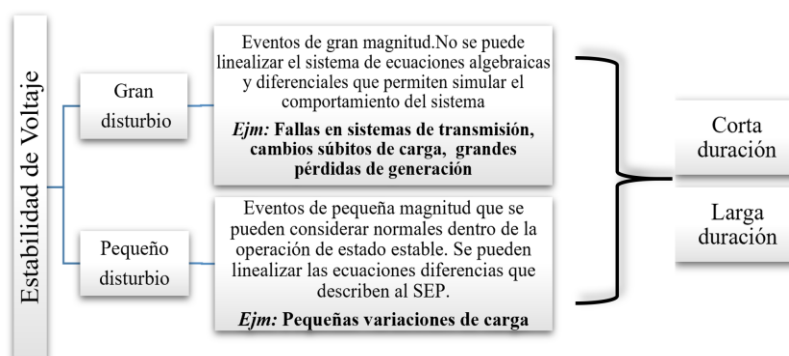


Figura 11. Clasificación de Estabilidad de Voltaje

Fuente: (Arcelles, 2015)

b. Importancia en el Estudio de Estabilidad de Voltaje

Es indispensable el desarrollo de los estudios de estabilidad de voltaje desde el punto de diseño, análisis y operación del sistema eléctrico de potencia en estudio. Debido a la complejidad de estos estudios se requieren involucrar por completo en mayor o menor grado a todos los componentes del S.E.P. (Ortiz López, 2012).

Una de las principales características de la inestabilidad de voltaje consiste en el intento realizado por las cargas de restablecer su consumo de potencia más allá de la capacidad suministrada por las fuentes que alimentan al sistema a través de las líneas de transmisión. (Ortiz López, 2012).

c. Causas en la Inestabilidad de Voltaje

De acuerdo a (Ortiz López, 2012) existen varias causas que conllevan a la inestabilidad, las mismas que se describen a continuación:

Causas en la inestabilidad de voltaje	
	Aumento de demanda de reactivos en las cargas
	Sistemas de potencia que se encuentran altamente sobrecargados, con fallas e incluso escasez de reactivos.
	Limitaciones en la transmisión de potencia reactiva que involucran grandes pérdidas de reactivos en líneas de transmisión sobrecargadas
	Salida de operación de líneas que reducen la capacidad de transmisión del sistema de potencia.
	Acción de los Cambiadores de Taps de los transformadores.
	Cambios en cascada en el sistema de potencia como salidas secuenciales.
	Retoma de carga dinámica.

Figura 12. Causas en la Inestabilidad de Voltaje

d. Colapso de Voltaje

La inestabilidad de voltaje es ciertamente un fenómeno local, sin embargo, sus consecuencias podrían generar grandes y extendidos impactos como el *colapso de voltaje*, lo cual representa algo mucho más complejo que la inestabilidad de voltaje. Son el resultado de una serie de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje y llevan a un perfil de bajo voltaje en gran parte del sistema de potencia (Kundur, 1994).

El colapso de voltaje presenta las siguientes características:

- Usualmente es acompañado por condiciones de alta carga y/o la presencia de salidas de elementos en el sistema que limitan la capacidad de transferencia de potencia (Chimborazo, 2010).

e. Medidas de Mitigación

De acuerdo a (Ríos, 2008), son varias las medidas que se pueden tomar para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje, de ellas se destacan las medidas operativas como se describe a continuación:

Medidas operativas para mitigar los problemas de inestabilidad de voltaje	
	Deslastre manual de carga
	Reducir el voltaje a las carga para disminuir la demanda.
	Operar manualmente las fuentes de reactivos, desconectar reactores, conectar bancos de condensadores.
	Estrategias de despacho de generadores. Arranque de unidades rápidas, limitación de corriente de armadura, etc.
	Suspensión de la operación automática de los cambiadores de tap's bajo carga.

Figura 13. Medidas Operativas para Mitigar Problemas de Inestabilidad de Voltaje

2.3.3. Métodos de Análisis de Estabilidad de Voltaje

a. Método de Sensibilidad QV

Este método se basa principalmente en una aproximación lineal del comportamiento de un sistema eléctrico de potencia alrededor del punto o las condiciones de operación de estado estable. Dicho punto es el resultado de la convergencia de la aplicación de un fujo de carga previamente ejecutado. La metodología en este procedimiento se enfoca en la matriz Jacobiana reducida (Arrieta, 2009).

Generalmente este método es aplicado a para determinar la característica QV (relación entre potencia reactiva y voltaje) de cada barra perteneciente al S.E.P. ya que la sensibilidad es aquella que representa la pendiente de la curva en un punto de operación específico, por lo tanto, si la sensibilidad es positiva, indica estabilidad y mientras menor sea, mejor indicador de estabilidad evidencia. Por lo contrario, si la sensibilidad es negativa, es un indicador de inestabilidad (Arrieta, 2009).

b. Curvas P-V

Este método es utilizado generalmente para observar el comportamiento del voltaje ante incrementos progresivos de potencia activa en una barra del sistema en estudio, las cargas son incrementadas hasta que no exista convergencia en la solución del flujo de carga. Dichas curvas son de importancia ya que indican el punto de cargabilidad máxima y se puede observar también las caídas de voltaje de mayor relevancia para una cantidad de potencia específica.

El punto crítico en una curva PV se percibe como aquel en donde existe una disminución abrupta de voltaje, se lo conoce también como nariz de la curva o punto de colapso (Chimborazo, 2010).

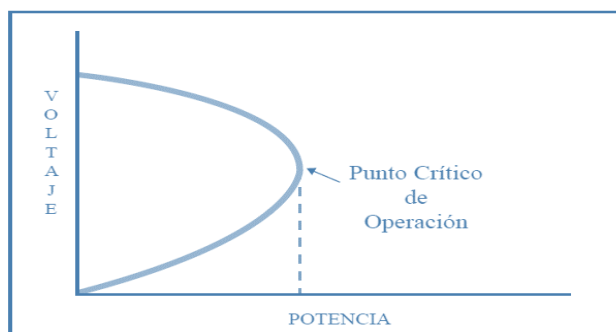


Figura 14. Curva PV-Punto Crítico o Nariz de la Curva

Fuente: (Chimborazo, 2010)

El margen de cargabilidad de un sistema se puede interpretar como la carga máxima que éste puede soportar antes de que ocurra un colapso de voltaje (Chimborazo, 2010).

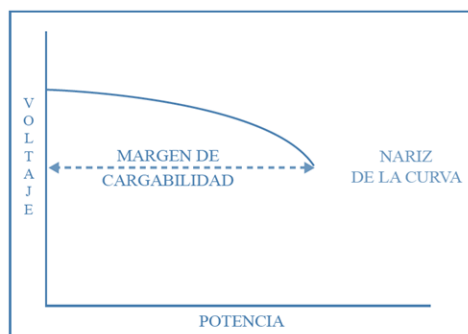


Figura 15. Curva PV- Margen de Cargabilidad

Fuente: (Chimborazo, 2010)

Una curva PV es única para cada barra, es importante describir sus regiones y lo que representan, en la Figura 16, se observa un modelo de curva PV en donde se puede apreciar el punto de operación estable para una cargabilidad P_0 y además un límite de potencia para un voltaje crítico. Además, se muestra el margen de potencia entre el tramo de la potencia límite y la potencia de operación, la región inferior de la curva PV es decir al voltaje crítico son los puntos inestables de la barra (Ortiz López, 2012).

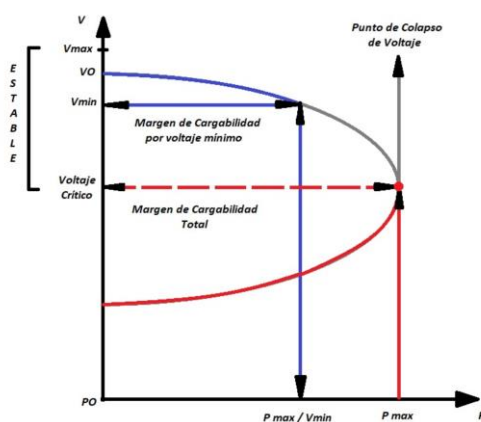


Figura 16. Curva PV-Descripción de sus Regiones

Fuente: (Ortiz López, 2012)

La región superior presenta una condición de operación en donde predomina un nivel de voltaje y una corriente pequeña lo cual indican condiciones de operación satisfactorias mas no ideales respecto al nivel del voltaje. Mientras tanto, la región inferior presenta un nivel de voltaje pequeño y una corriente de magnitud elevada lo cual indica condiciones de operación inapropiadas o también conocidas como inestables (Ortiz López, 2012).

En la región superior de la curva PV, a medida que la carga incrementa, el nivel de voltaje disminuye y se acerca de manera progresiva al punto de operación denominado como P_{max} o también conocido como nariz de la curva (Ortiz López, 2012).

2.3.4. Métodos de obtención de curvas PV

a. Incremento de Carga Mediante el Método Newton-Raphson

El presente método es empleado para la obtención de las curvas PV en cada incremento, es decir se obtiene una solución de flujo de carga para cada incremento y se almacenan los datos de potencia activa en una carga y el voltaje, para cualquier barra del sistema en estudio. Se lo emplea generalmente para sistemas de potencia mallados, en su aplicación se involucran iteraciones basadas en la linealización de ecuaciones usando el primer término de la expansión de las series de Taylor (Ortiz López, 2012).

La solución de flujos de carga predice el estado del sistema eléctrico cuando éste se encuentre sometido a una condición de carga específica, los resultados obtenidos son la magnitud del voltaje y su ángulo en cada barra. El resto de variables obtenidas son los flujos de potencia activa y reactiva, flujos de corrientes, caídas de voltaje (Ortiz López, 2012).

2.3.5. Descripción del Sistema Eléctrico de la EEASA

a. Historia

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. se conformó el dos de julio del año 1959 como una empresa privada con fines sociales o públicos en una época en la que el sector eléctrico en el Ecuador se desarrollaba principalmente a través de empresas pequeñas en las cuales su mayor responsabilidad recaía sobre municipios. En aquella época, la planificación para afrontar la expansión del servicio era escasa o casi nula, la entonces Empresa Eléctrica Ambato en primera instancia se encargó de la generación, transmisión, distribución y la comercialización de la energía eléctrica en la provincia de Tungurahua (EEASA, Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, S.A., 2019).

En el año de 1974, el ex INECEL, encarga a la EEASA la administración del Sistema Eléctrico Pastaza, en 1987 se sumaron accionistas del Oriente Ecuatoriano, por lo cual consolidó su estatus de *Empresa Regional*. Además, en 1989 toma a su cargo proporcionar el servicio a cantones pertenecientes a la provincia de Morona Santiago. Finalmente, en 2004, el Sistema Eléctrico Tena es incorporado (EEASA, Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, S.A., 2019).

En el año 2010, la EEASA obtuvo la certificación internacional bajo el standard ISO 9001:2008 del **Sistema de Gestión de la Calidad**. Este mérito ha permitido simplificar los procesos, lograr eficiencia y eficacia, y con ello mejorar el servicio y obtener la satisfacción del cliente (EEASA, Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, S.A., 2019).

b. Área de Concesión

En la actualidad, el área de concesión de la EEASA, se circunscribe a una gran parte de la zona centro del Ecuador, cuenta con una superficie aproximada de 41.000 Km² y 700.000 habitantes, que están comprendidos entre las Provincias de Tungurahua y Pastaza, en su totalidad; los Cantones Palora, Huamboya y Pablo Sexto en la Provincia de Morona Santiago y la parte sur de la Provincia de Napo, que incluye su capital Tena y los cantones Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola como se puede resaltar en color rojo en la Figura 17



Figura 17. Área de Concesión EEASA

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2019)

c. Configuración del sistema eléctrico de subtransmisión

El sistema eléctrico de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte opera a un voltaje nominal de 69 kV, está compuesto por 3 subsistemas, el principal abastece la en su totalidad a la provincia de Tungurahua y su topología es mallada, sin embargo, en la actualidad se encuentra operando en configuración radial, es por ello que en el presente trabajo de titulación se analizará la estabilidad de voltaje para ambos escenarios de manera independiente.

El siguiente subsistema abastece en su totalidad a la provincia de Pastaza y los cantones Palora, Huamboya y Pablo Sexto pertenecientes a la Provincia de Morona Santiago, su topología es radial y opera sin observación alguna.

Finalmente, el siguiente subsistema abastece a la zona sur de la provincia de Napo como son los cantones Tena, Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola, su topología es radial y opera sin observación alguna.

d. Puntos de Conexión con el S.N.T.

El sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA posee cinco puntos frontera a través de los cuales es principalmente alimentado mediante las subestaciones pertenecientes a la **Corporación Eléctrica del Ecuador – Unidad de Negocio de Transmisión CELEC-EP TRANSELECTRIC** las cuales se detallan a continuación:

Tabla 5

Puntos de Conexión con el SNT

S/E	NIVEL DE VOLTAJE (kV)	DESIG.	TIPO	CAPACIDAD (MVA)		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA (A)	
				CONTIN.	EMERG.	CONTIN.	EMERG.
AMBATO	138	AT1	Autotransformador 1 Trifásico	43	48.1	-	-
	69					360	402
	138	AT2	Autotransformador 1 Trifásico	75	90	314	377
	69					628	753
BAÑOS	138	ATQ	Autotransformador 1 Trifásico	33.3	33.3	139	139
	69					279	279
TOTORAS	138	ATQ	Autotransformador 4 Monofásicos	99.9		418	
	69					-	-
PUYO	138	ATQ	Autotransformador 1 Trifásico	33.3	37.3	139	156
	69					279	312
TENA	138	TRQ	Autotransformador 1 Trifásico	33.3	37.3	139	156
	69					279	312

Fuente: (TRANSELECTRIC, 2019)

2.3.6. Software CYME – CYMDIST

El software CYME es una potente y enfocada herramienta empleada para el modelamiento y simulación detallada de cualquier tipo de sistema eléctrica a un nuevo nivel. Posee módulos que permiten crear un detallado modelo de sistemas eléctricos. CYME es una serie de aplicaciones que consiste de un editor de redes, módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables (EATON, 2019).

CYMDIST es el paquete base de CYME, permite realizar varios tipos de estudios en sistemas ya sean equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, el cualquier tipo de configuración como radial, en anillo o mallada (EATON, CYME - Programas de análisis de redes eléctricas, 2019).

El paquete CYMDIST comprende los siguientes análisis:

- Flujos de carga balanceado y desbalanceado
- Distribución y estimación de carga
- Análisis de fallas
- Flujo de falla/cortocircuito
- Localizador de fallas
- Falla serie y falla simultánea
- Caídas de tensión
- Balance de carga
- Dimensionamiento y ubicación óptima del condensador, entre otros.

Es posible agregar módulos opcionales a CYMDIST con el propósito de expandir la funcionalidad para desarrollar análisis mejor detallados y especializados, entre ellos los módulos de Análisis de Flujos de Potencia o también denominados Flujos de Carga y de Estabilidad de Voltaje los cuales serán utilizados en el desarrollo del presente proyecto de titulación.

a. Herramienta de Análisis de Flujos de Carga

Es el módulo que permite realizar estudios de flujos de carga en redes eléctricas trifásicas, presenta herramientas analíticas muy potentes y técnicas alternativas de resolución, su objetivo es analizar el comportamiento de un sistema eléctrico en régimen permanente bajo diferentes condiciones. Es la herramienta de análisis base para la planificación, el diseño y la explotación de cualquier tipo de sistema eléctrico, ya sea de transporte o distribución de energía, pública o industrial (EATON, 2019).

La herramienta emplea los métodos más modernos para la solución de flujos de carga como:

- Newton-Raphson
- Método Desacoplado
- Gauss-Seidel
- Caída de Voltaje

Se denomina como el principal módulo de análisis de redes de transporte de energía eléctrica e industriales del programa CYME y posee varias capacidades analíticas como análisis de sistemas con una gran cantidad de barras y ramales, el uso de varias barras de referencia (swing), solución simultánea de sistemas aislados, reportes tabulares, codificación de colores en diagrama unifilar según criterios del usuario, entre otros (EATON, 2019).

b. Módulo de Estabilidad de Voltaje

Este módulo evalúa la capacidad del sistema eléctrico para mantener un margen adecuado de estabilidad de voltaje al ser sometido a diferentes contingencias y condiciones de carga. Su propósito es evaluar también la seguridad del sistema en estudio con respecto a la estabilidad de ya que los problemas relacionados a la misma representan un potente riesgo para la planificación y la seguridad operativa en grandes sistemas de potencia (EATON, 2019).

Como se conoce, el análisis de estabilidad de voltaje es un aspecto relevante en el diseño de cualquier tipo de red eléctrica, en su determinación, garantiza que el sistema posea la energía suficiente para abastecer la demanda de carga. El módulo presenta el mismo formato común que el programa de flujos de carga en donde es posible introducir los datos de la red, definir los parámetros de estudio y las opciones para la solución y reportes (EATON, 2019).

Para realizar esta evaluación, el módulo emplea el método estático más comúnmente aceptado en el análisis de estabilidad de voltaje en estado estable, la obtención de las curvas PV. Todas las curvas de las variables analizadas pueden ser mostradas o visualizadas en la interfaz gráfica que el programa ofrece (EATON, 2019).

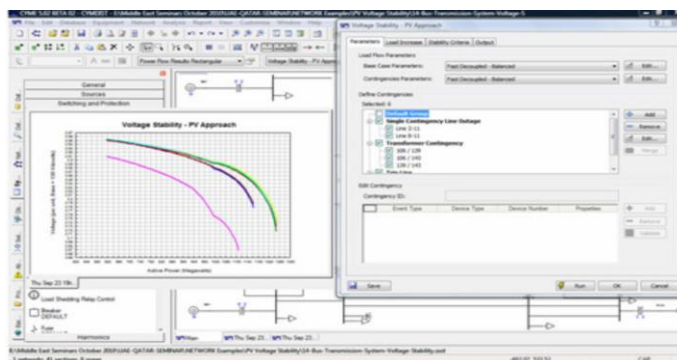


Figura 18. Módulo de Estabilidad de Voltaje -Curvas PV

Fuente: (EATON, 2019)

El presente módulo usa el método de obtención de curvas PV para un caso base y contingencias posibles contra las cuales se evaluará la estabilidad de voltaje del sistema, esto se logra incrementando todas las cargas de forma gradual por pasos basados en criterios definidos por el usuario ya sea por barra, por zona o de forma global (EATON, 2019).

2.4.1. Fundamentación Legal

En base a la necesidad de actualizar la regulación sobre la calidad del servicio eléctrico de distribución y comercialización y con el objetivo de armonizarla con el marco legal vigente en Ecuador, se emite la **Regulación ARCONEL 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”** la cual deroga a la Regulación No. CONELEC 004/01 “Calidad del servicio eléctrico de distribución”, en todos los numerales. (ARCONEL, 2019)

El presente trabajo de titulación se enfoca en el análisis de estabilidad de voltaje en estado estable en el sistema eléctrico de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. que mediante el método analítico de curvas PV pretende determinar el comportamiento del voltaje en sus barras bajo condiciones incrementales de carga y así mostrar los parámetros que se encuentren lejos del punto de colapso y dentro del rango admisible de variaciones de voltaje, por lo cual se hace referencia a lo establecido por la Regulación 005/18 acerca de las variaciones de voltaje admitidas como se indica en la Tabla 6, considerando además que en la misma se definen los niveles de voltaje y su denominación, por lo cual el fundamento de la mencionada norma en el presente trabajo es apropiado ya que el nivel de voltaje del sistema en estudio es de 69 kV, por lo tanto se define como Alto Voltaje Grupo 1, como se puede observar en la Tabla 1.

Tabla 6

Variaciones de Voltaje Admitidas Respecto al Voltaje Nominal

NIVEL DE VOLTAJE	RANGO ADMISIBLE
<i>Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)</i>	$\pm 5.0\%$
<i>Medio Voltaje</i>	$\pm 6.0\%$
<i>Bajo Voltaje</i>	$\pm 8.0\%$

Fuente: (ARCONEL, 2019)

2.5.Sistema de Variables

Variable Independiente: Aplicar flujos de carga, y el método analítico estático de obtención de curvas PV para el análisis de estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. a nivel de 69 kV.

Variable Dependiente: Determinar la máxima cargabilidad admisible en las barras del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A y puntos de conexión con el S.N.T., para dar solución a problemas de estabilidad de voltaje en estado estable.

2.6.Hipótesis

Mediante la aplicación de flujos de carga y el método estático de obtención de curvas PV para estudios de estabilidad de voltaje en estado estable en el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., se podrá determinar la máxima cargabilidad admisible en todas las barras del sistema ante un incremento gradual de la carga total, se podrán especificar los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible en cada curva y se podrá determinar la cargabilidad máxima en los componentes del sistema antes del punto de colapso, para dar solución a problemas de estabilidad de voltaje en estado estable.

2.7. Cuadro de operacionalización de las variables

Tabla 7

Operacionalización de las Variables

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL		INSTRUMENTO
		DIMENSIONES	INDICADORES	
Variable Independiente: <i>Aplicar flujos de carga, y el método analítico estático de obtención de curvas PV para el análisis de estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. a nivel de 69 kV.</i>	La aplicación de flujos de carga permite determinar principalmente los niveles de voltaje en las barras en el sistema en estudio.	Parámetros eléctricos.	Niveles de voltaje en las barras.	Tablas de datos.
	El método de obtención de curvas PV maneja la solución de flujos de carga para demostrar el comportamiento del voltaje ante incrementos de carga.		Flujos de potencia activa y reactiva.	
Variable Dependiente: <i>Determinar la máxima cargabilidad admisible en las barras del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A y puntos de conexión con el S.N.T., para dar solución a problemas de estabilidad de voltaje en estado estable.</i>	Al determinar la cargabilidad máxima admisible en las barras del sistema en estudio, se logran varios resultados, entre ellos la facultad de señalar los límites de cargabilidad en cada barra definidos acorde al voltaje mínimo admisible en barras establecido por la Regulación ARCONEL 005/18 y además la cargabilidad máxima en los elementos del sistema antes de que el colapso de voltaje ocurra.	Parámetros eléctricos.	Curvas PV únicas para cada barra.	Gráficas de cada curva.
			Puntos de cargabilidad máxima del sistema o colapso de voltaje.	

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Modalidad de la Investigación

El presente trabajo de titulación fundamenta su desarrollo en la adquisición de datos reales y actualizados del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., y su aplicación en el modelamiento del sistema en el software CYMDIST, mismo que brinda las herramientas ideales para realizar análisis de estabilidad de voltaje en estado estable y obtener resultados en pro de la planificación ante el crecimiento de la demanda.

3.1.1. Método Documental Bibliográfico

La recaudación de los fundamentos teóricos y conceptuales es el punto de partida, se emplea material bibliográfico como textos del área de interés, trabajos de investigación obtenidos de repositorios institucionales oficiales, artículos académicos, documentos legales como Regulaciones publicados en portales oficiales y finalmente enlaces web de información fiable y concreta para el desarrollo de un análisis de estabilidad de voltaje en estado estable.

3.1.2. Método Experimental

Se efectúa este método en la adquisición y recopilación de los datos correspondientes al sistema en estudio como equivalentes de red de puntos frontera, parámetros de líneas de subtransmisión, datos y características de generadores y transformadores, datos actuales de demanda por alimentador y bancos de capacitores para desarrollar el respectivo modelamiento en el software CYMDIST.

3.1.3. Método Deductivo

La presente investigación expone una hipótesis que será comprobada en el desarrollo del proyecto mediante las herramientas correspondientes mencionadas.

3.2. Tipo de Investigación

3.2.1. Investigación Cuantitativa

Al realizar este tipo de investigación se utilizan variables medibles, es decir que su valor se puede expresar en magnitud y unidades correspondientes, en el caso del presente trabajo de titulación, valores de voltaje, potencia, corrientes, etc., mismos que serán analizados tras su obtención para establecer las conclusiones correspondientes.

3.3. Diseño de la Investigación

Por medio de la aplicación de flujos de carga, su respectivo análisis y la obtención de curvas PV para monitorear el comportamiento del voltaje en las barras del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. ante el incremento gradual de la carga total del sistema, será posible precisar la cargabilidad máxima admisible en el sistema, señalar los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible en cada curva y la cargabilidad máxima en los componentes del sistema antes de que el colapso de voltaje ocurra, todo esto para dos escenarios de estudio.

3.4. Técnicas de Recolección de Datos

3.4.1. Variables cuantitativas

Consiste en la recopilación de la información técnica correspondiente al sistema en estudio, en este caso las variables y parámetros eléctricos del sistema de subtransmisión de la EEASA como se detalla a continuación:

a. Equivalentes de Red de Puntos Frontera

Los valores correspondientes a los equivalentes de red de los puntos frontera, se encuentran adjuntos en el **ANEXO A**.

b. Líneas de Subtransmisión

Los valores correspondientes los parámetros de las líneas de subtransmisión de la EEASA, se encuentran adjuntos en el **ANEXO B**.

c. Características de Transformadores

Tabla 8

Características de Transformadores de Potencia

N	S/E	CANTIDAD	DESCR.	POTENCIA		CONEX	MARCA	VOLTAJE (kV)
				NOMINAL (MVA)	TIPO			
1	<i>Samanga</i>	2	T1	12/16.5	3Ø	DYn1	ABB	69/13.8
			T2	12/16.5	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
2	<i>Píllaro</i>	2	T1	5/6.25	3Ø	DYn1	PAWELLS	69/13.8
			T2	5/6.5	3Ø	DYn1	OSAKA	69/13.8
3	<i>Atocha</i>	2	T1	10/12.5	3Ø	DYn1	OSAKA	69/13.8
			T2	10/12.5	3Ø	DYn1	SIEMENS	69/13.8
4	<i>Batán</i>	2	T1	5/5	3Ø	DYn1	OSAKA	69/13.8
			T2	10/12.5	3Ø	DYn1	OSAKA	69/13.8
5	<i>Huachi</i>	2	T1	10/12.5	3Ø	DYn1	MITSUBISHI	69/13.8
			T2	10/12.5	3Ø	DYn1	WEG	69/13.8
6	<i>Montalvo</i>	1	T1	10/12.5	3Ø	DYn1	WEG	69/13.8
7	<i>Quero</i>	1	T1	10/12.5	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
8	<i>Totoras</i>	1	T1	16/20	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
9	<i>Oriente</i>	2	T1	12/15	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
			T2	12/15	3Ø	DYn1	SIEMENS	69/13.8
10	<i>Loreto</i>	2	T1	16/20	3Ø	DYn1	PAWELLS	69/13.8
			T2	16/20	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
11	<i>Peninsula</i>	1	T1	3.5/3.5	3Ø	YDn1	ECUATRAN	6.9/13.8

CONTINÚA



12 <i>Lligua</i>	2	T1	3.125/3.125	3Ø	YDn1	DELTA START	4.16/13.8
		T2	3.125/3.125	3Ø	YDn1	DELTA START	4.16/13.8
13 <i>Pelileo</i>	1	T1	16/20	3Ø	DYn1	ABB	69/13.8
14 <i>Baños</i>	1	T1	10/12.5	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
15 <i>Agoyán</i>	1	T1	5/6.25	3Ø	DYn1	OSAKA	69/13.8
16 <i>Río Verde</i>	1	T1	12/12	3Ø	YDn1	CELME	6.9/69
17 <i>Puyo 1</i>	2	T1	5/5	3Ø	DYn1	OSAKA	69/13.8
		T2	10/12.5	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
18 <i>Puyo 2</i>	1	T1	16/20	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8
19 <i>Mushullacta</i>	1	T1	5/6.25	3Ø	DYn1	ABB	69/13.8
20 <i>Tena</i>	1	T1	10/12.5	3Ø	DYn1	WEG	69/13.8
21 <i>Tena Norte</i>	1	T1	16/20	3Ø	DYn1	SHENDA	69/13.8

Fuente: (EEASA, 2019)

d. Banco de Capacitores

Tabla 9

Bancos de Capacitores

<i>N</i>	<i>S/E</i>	POTENCIA NOMINAL (MVAR)	TIPO	CONEXIÓN	VOLTAJE (kV)
<i>1</i>	<i>Samanga</i>	1.8	3∅	Y	13.8
<i>2</i>	<i>Atocha</i>	1.8	3∅	Y	13.8
<i>3</i>	<i>Huachi</i>	1.8	3∅	Y	13.8
<i>4</i>	<i>Montalvo</i>	1.2	3∅	Y	13.8
<i>5</i>	<i>Oriente</i>	2.7	3∅	Y	13.8
<i>6</i>	<i>Puyo 1</i>	1.8	3∅	Y	13.8

Fuente: (EEASA, 2019)

e. Generación Térmica

Tabla 10

Generación Térmica

CENTRAL	CAPACIDAD (MVA)	VOLTAJE (kV)	CONEXIÓN	N. UNIDADES	OBSERVACIÓN
<i>Lligua</i>	2.5	4.16	3∅	G1	Fuera de operación

Fuente: (EEASA, 2019)

f. Generación Hidroeléctrica

Tabla 11

Generación Hidroeléctrica

CENTRAL	CAPACIDAD (MVA)	VOLTAJE (kV)	CONEXIÓN	N. UNIDADES	OBSERVACIÓN
<i>Península</i>	3.75	6.9	3∅	G1-G3 (0.625 MVA)	Desconectada
				G4 (1.875 MVA)	Desconectada
<i>Río Verde Chico</i>	10	6.9	3∅	G1- G2 (5 MVA)	En operación
					En operación

Fuente: (EEASA, 2019)

g. Demanda Máxima en Alimentadores

Tabla 12

Demanda en Alimentadores de la EEASA

LECTURA DE POTENCIAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS			
DEMANDA MÁXIMA – ABRIL 10 DE 2019 – 19:15			
ALIMENTADOR	DENOMINACIÓN	POTENCIA ACTIVA [kW]	POTENCIA REACTIVA [kVAr]
<i>Olímpica</i>	01_OLP	197.1	9.34
<i>Universidad</i>	02_UNI	1887.36	223.83
<i>La Joya</i>	03_JOY	2283.45	315.4
<i>Península</i>	04_PEN	897.54	64.59
<i>Cunchibamba</i>	05_CUN	2052.09	52.24
<i>Norte</i>	06_NRT	1282.19	-53.23
<i>PIA1</i>	07_PIA1	0	0
<i>Pilishurco</i>	08_PIL	804.99	81.57
<i>Pinlo</i>	09_PIN	3256.39	565.68
<i>Atocha</i>	10_ABT	2106.67	158.58
<i>Bolivariana</i>	11_BOL	632.37	38.29
<i>Martinez</i>	12_MAR	1118.82	198.23
<i>Catiglata</i>	13_CTG	255.87	116.32
<i>Bellavista</i>	14_BVT	1568.17	347.95
<i>Subterránea</i>	15_SBT	2115.95	356.37
<i>Ferroviaria</i>	16_FRV	1333.93	217.41
<i>Benitez</i>	17_BEN	2224.1	9.37
<i>Quero</i>	18_QRO	1499.74	51.41
<i>Cevallos</i>	19_CEV	1719.19	66.75
<i>Vicentina</i>	20_VCN	1228.54	180.72

CONTINÚA 

<i>Mocha</i>	21_MOC	37.76	-4.53
<i>Montalvo</i>	22_MTV	518.91	19.5
<i>Olmedo</i>	23_OLM	406.92	45.04
<i>Patate</i>	24_PAT	2699.16	477.86
<i>Pelileo</i>	25_PEL	1434.82	135.89
<i>Baños</i>	26_BÑS	2126.82	545.68
<i>San Vicente</i>	27_SVC	74.41	-2.15
<i>Pititig</i>	28_PTG	2193.87	-234.22
<i>Circunvalación</i>	29_CIR	1642.93	381.27
<i>Central</i>	30_CTR	2007.88	435.87
<i>Mera</i>	31_MER	2345.25	655.2
<i>Capricho</i>	32_CAP	1137.78	307.28
<i>Pasa</i>	33_PAS	2795.74	205.32
<i>Industrial</i>	34_IND	1053.47	292.51
<i>Santa Rosa</i>	35_SRO	1342.51	248.56
<i>Sur</i>	36_SUR	2469.5	208.34
<i>Tarqui</i>	37_TQU	1393.35	268.16
<i>La Victoria</i>	38_LVI	2399.22	299.68
<i>Atahualpa</i>	39_ATA	3278.47	342.45
<i>Tisaleo</i>	40_TIS	3016.13	88.32
<i>Cashapamba</i>	41_CSH	959.47	151.86
<i>12 de Noviembre</i>	42_12N	1036.66	107.17
<i>Macas</i>	43_MAC	210.81	39.56
<i>Salida2</i>	44_SAL2	180.27	-0.39
<i>Petroecuador</i>	45_PTR	0	0
<i>Totoras</i>	46_TOT	717.36	58.29
<i>Salasaca</i>	47_SAL	220.35	10.72
<i>Izamba</i>	48_IZA	904.16	71.5
<i>Magdalena</i>	49_MAG	0	0

CONTINÚA 

<i>Píllaro</i>	50_PLL	2119.55	310.18
<i>San Andrés</i>	51_SAN	2269.72	220.21
<i>San Miguelito</i>	52_MIG	1929.85	-292.92
<i>Amazonas</i>	53_AMZ	1145.97	348.17
<i>Misahualli</i>	54_MSH	1518.65	438.34
<i>Perimetral</i>	55_PRM	810.54	-342
<i>Plasticaucho</i>	56_PLT	2299.06	658.08
<i>Manuelita Saenz</i>	57_MAN	1818.93	252.25
<i>Techo Propio</i>	58_TCP	2062.97	200.09
<i>Mall de los Andres</i>	59_MLL	0	0
<i>Hospital Millenium</i>	60_HMI	0	0
<i>Paushiyacu</i>	61_PAU	1478.26	414.75
<i>Paso Lateral</i>	62_LAT	2010.27	287.92
<i>El Tambo</i>	63_TMB	2535.47	273.8
<i>Simon Bolivar</i>	64_SBO	218.59	23.65
<i>Palora</i>	65_PAL	1543.1	361.31
<i>Consuelo</i>	66_CNS	102.44	1.74
<i>Miñarica</i>	67_MIÑ	0	0
<i>Arosemena Tola</i>	68_ARO	1262.37	327.74
<i>Palagua</i>	69_PAL	697.72	62.8
<i>Picaihua</i>	70_PIC	1236.99	148.63
<i>San Francisco</i>	71_SFR	1674.62	262.3
<i>Emapa</i>	72_EMP	458.32	567.18
<i>Unión Base</i>	73_UNB	182.74	23.4
<i>La Merced</i>	74_MRC	1163.02	313.37
<i>Eloy Alfaro</i>	75_ELY	1255.11	283.99
<i>Arajuno</i>	76_ARJ	539.22	63.67
<i>Veracruz</i>	77_VRC	0	0

CONTINÚA 

<i>Calvario</i>	78_CLV	364.44	39.41
<i>Sumaco</i>	79_SUM	1509.81	419.94
<i>Muyuma</i>	80_MUY	1644.04	-177.01
<i>Archidona</i>	81_ACH	888.63	269.57
<i>Jumandi</i>	82_JUM	2066.57	565.8
<i>Reserva</i>	83_RES	0	0
<i>Camino Real</i>	84_CRE	1502.27	275.99
<i>PIA2</i>	85_PIA2	1025.99	61.75
<i>Reserva</i>	86_RES	0	0
<i>Reserva</i>	87_RES	0	0
<i>Ingahurco</i>	88_IGH	992.11	129.75
<i>Pradera</i>	89_PRD	0	0
<i>Letamendi</i>	90_LTM	1704.34	278.95
<i>Unidad Nacional</i>	91_NAC	1179.92	121.91
<i>Ulba</i>	92_ULB	990.57	214.5
<i>Río Verde</i>	93_RVE	841.83	153.45
<i>Celec</i>	94_CEL	32.34	11.99
<i>España</i>	95_ESP	1988.04	354.79
<i>Perez de Anda</i>	96_PAN	1137.22	172.08
<i>Urbina</i>	97_URB	972.22	151.54
<i>Ficoa</i>	98_FIC	0	0
<i>Miraflores</i>	99_MIR	795.37	162.95
<i>Quisapincha</i>	100_QUI	0	0
<i>Huambaló</i>	101_HUA	0	0
<i>La Moya</i>	102_MOY	0	0

Fuente: (EEASA, 2019)

3.4.2. Validez y Confiabilidad

Con el firme objetivo de obtener resultados verídicos y que sean de utilidad para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., los datos empleados han sido recopilados como fuente principal a la misma por lo tanto considerándose totalmente auténticos y confiables.

3.5. Técnica de Análisis de Datos

La técnica que se empleará para el análisis de los datos obtenidos se basa en el uso de los mismos para el modelamiento del sistema en estudio, lo cual mediante las herramientas proporcionadas por el software empleado permitirá la obtención de los resultados buscados en referencia a problemas de estabilidad de voltaje y la determinación de los puntos de cargabilidad máxima en todas las barras del sistema ante incrementos graduales de la carga total del sistema.

Debido a que el Sistema de Subtransmisión principal de la EEASA, mismo que abastece a la provincia de Tungurahua en su totalidad presenta una topología de red mallada, pero opera en configuración radial, en el presente proyecto se presentarán ambos casos de estudio para así obtener mejores resultados, mientras que, para los sistemas de Puyo y Tena se presentarán los análisis en su configuración radial.

3.5.1. Procesamiento de Datos

En el procesamiento de los datos recopilados se presenta su implementación en el software CYMDIST obteniendo como resultado final el modelamiento del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la EEASA.

a. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Subtransmisión EEASA

A continuación, se presenta el modelamiento de los equivalentes de red en puntos de conexión con el S.N.T., centrales de generación y las subestaciones pertenecientes al Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la EEASA con sus respectivos alimentadores, en primera instancia se muestran aquellas que componen el subsistema principal que abastece a la provincia de Tungurahua y posteriormente a los subsistemas que abastecen a las provincias de Pastaza, Morona Santiago y Napo respectivamente.

b. Modelamiento de Equivalentes de Red de Puntos Frontera

En base a la información obtenida de equivalentes de red en los puntos de conexión con el S.N.T. o puntos frontera, se procede a su respectivo modelamiento mediante el ingreso los parámetros especificados en la Tabla 8, obteniendo así los equivalentes en las subestaciones Ambato, Baños, Totoras, Puyo y Tena TRANSELECTRIC como se muestra en la Figura 19.

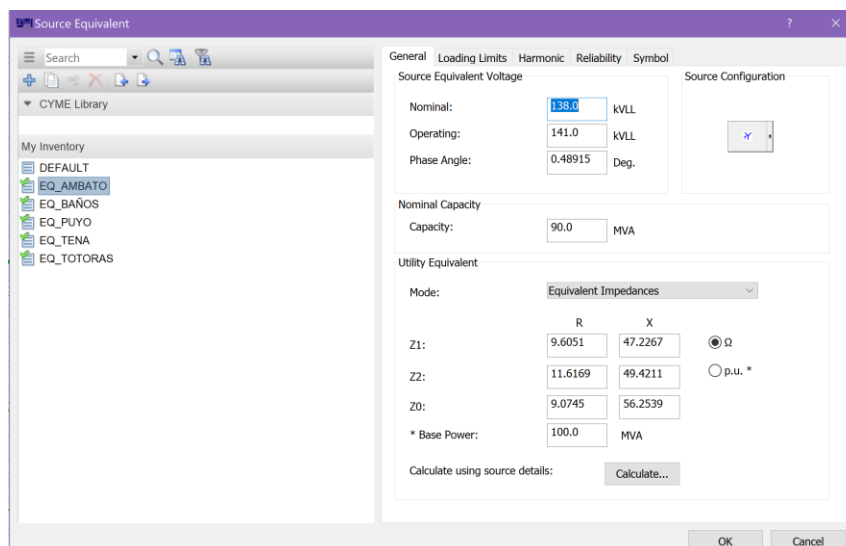


Figura 19. Modelamiento Equivalentes de Red de Puntos Frontera

c. Central Lligua

La Figura 20 muestra las unidades que componen a la Central Térmica Lligua y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST, es importante mencionar que posee una interconexión con la Central H. Península, actualmente la central se encuentra fuera de operación y su interconexión se encuentra abierta.

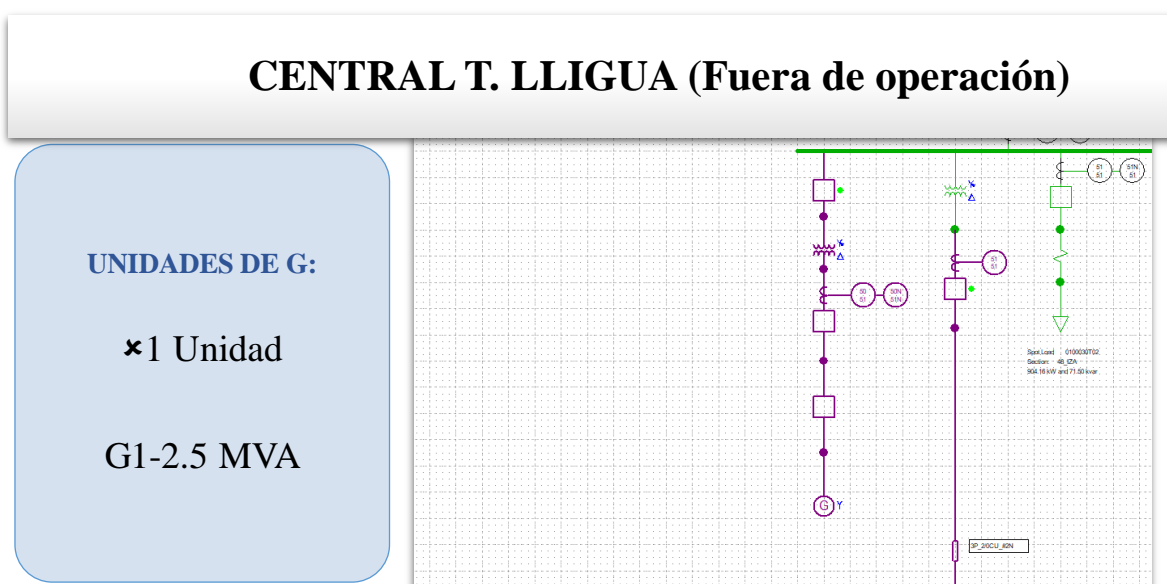


Figura 20. Modelamiento Central T. Lligua

d. Central Península

La Figura 21 muestra las unidades que componen a la Central Hidroeléctrica Península y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST, es importante mencionar que el escenario simulado no contempla la operación de esta central por motivos corporativos.

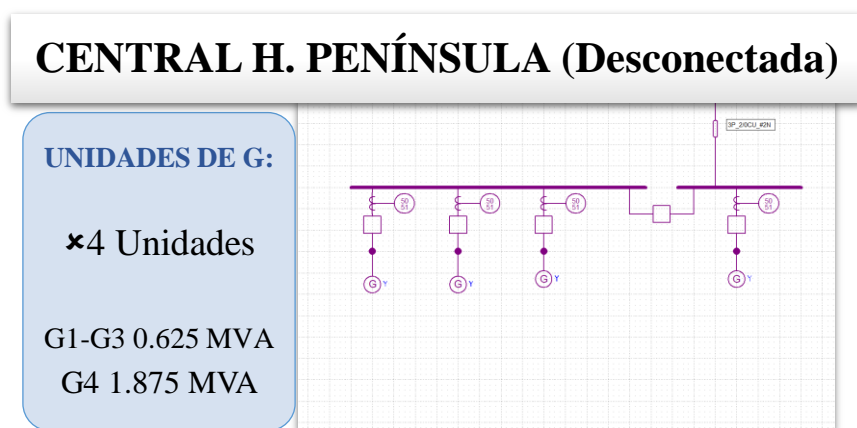


Figura 21. Modelamiento Central H. Península

e. Central Río Verde Chico

La Figura 22 muestra las unidades que componen a la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST, es importante mencionar que la Central Río Verde Chico es de carácter privada y pertenece a Hidrosierra.

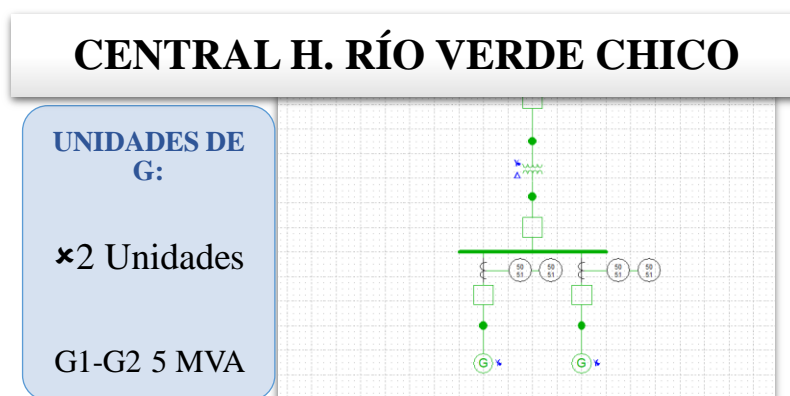


Figura 22. Modelamiento Central H. Río Verde Chico

f. Subestación Atocha

La Figura 23 muestra los alimentadores que componen a la S/E Atocha y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

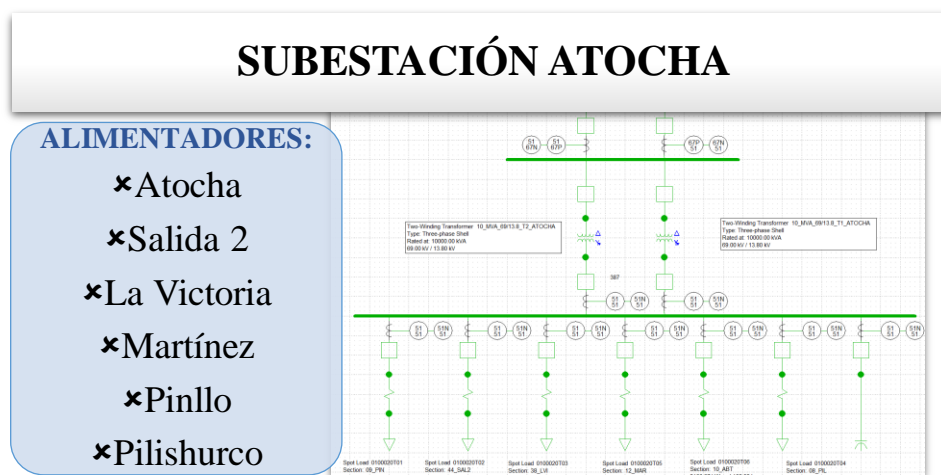


Figura 23. Modelamiento S/E Atocha

g. Subestación Samanga

La Figura 24 muestra los alimentadores que componen a la S/E Samanga y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

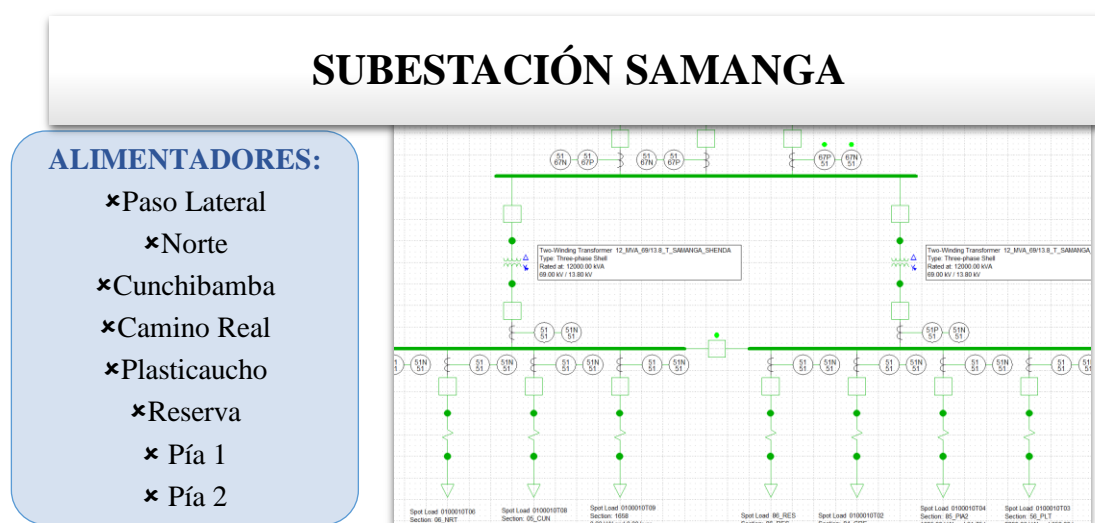


Figura 24. Modelamiento S/E Samanga

h. Subestación Píllaro

La Figura 25 muestra los alimentadores que componen a la S/E Píllaro y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

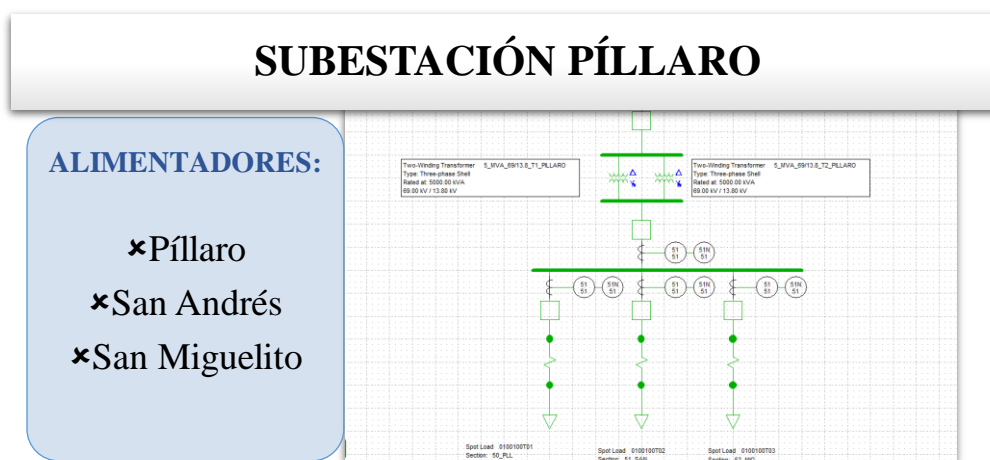


Figura 25. Modelamiento S/E Píllaro

i. Subestación Batán

La Figura 26 muestra los alimentadores que componen a la S/E Batán y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

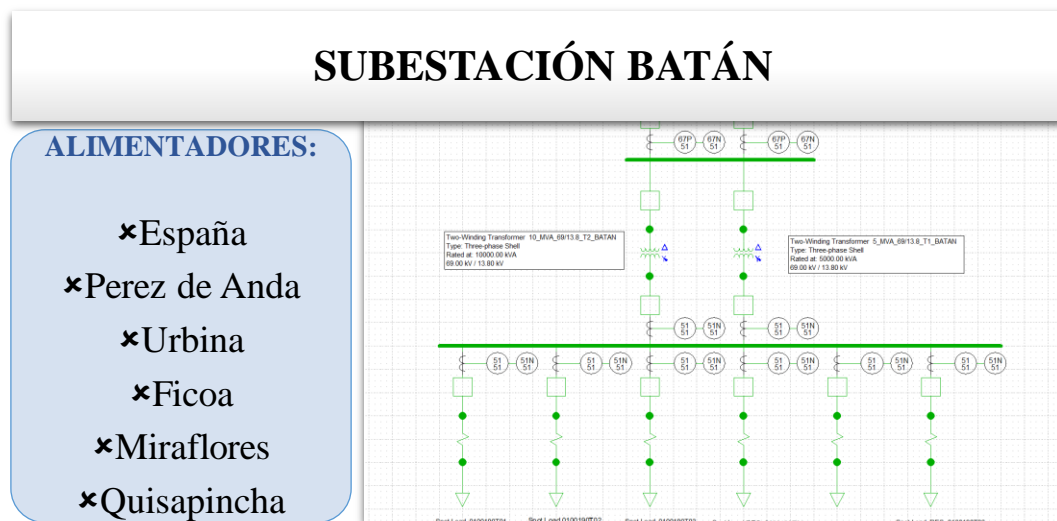


Figura 26. Modelamiento S/E Batán

j. Subestación Loreto

La Figura 27 muestra los alimentadores que componen a la S/E Loreto y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

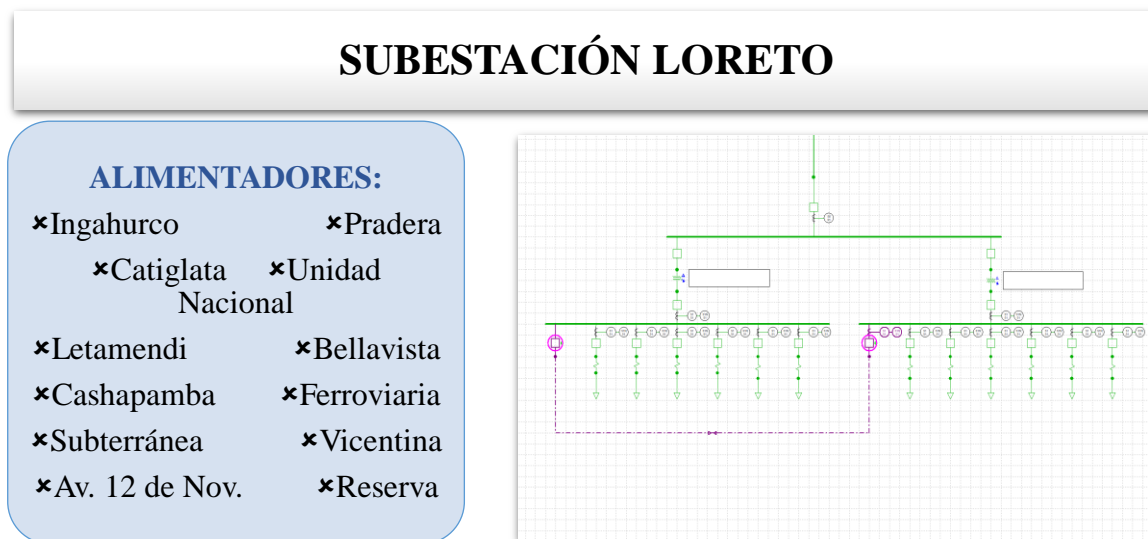


Figura 27. Modelamiento S/E Loreto

k. Subestación Oriente

La Figura 28 muestra los alimentadores que componen a la S/E Oriente y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

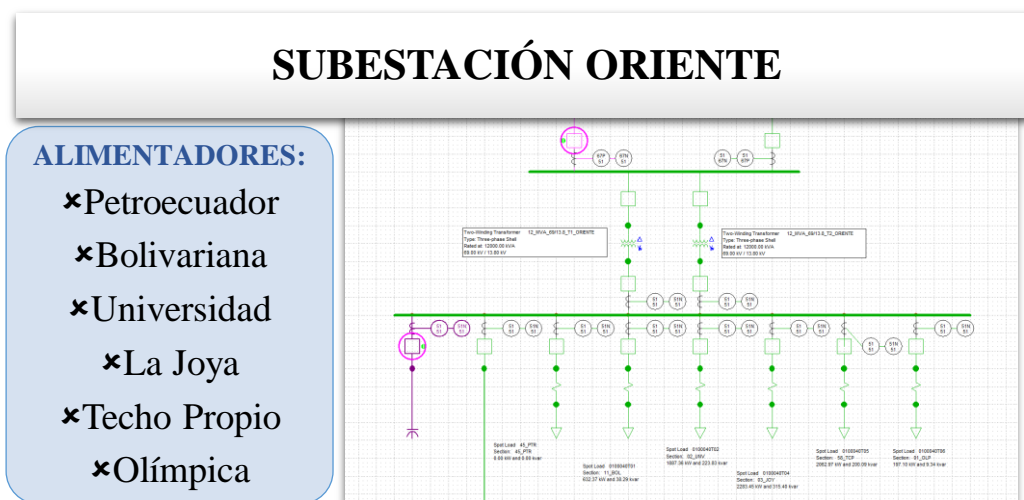


Figura 28. Modelamiento S/E Oriente

I. Subestación Huachi

La Figura 29 muestra los alimentadores que componen a la S/E Huachi y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

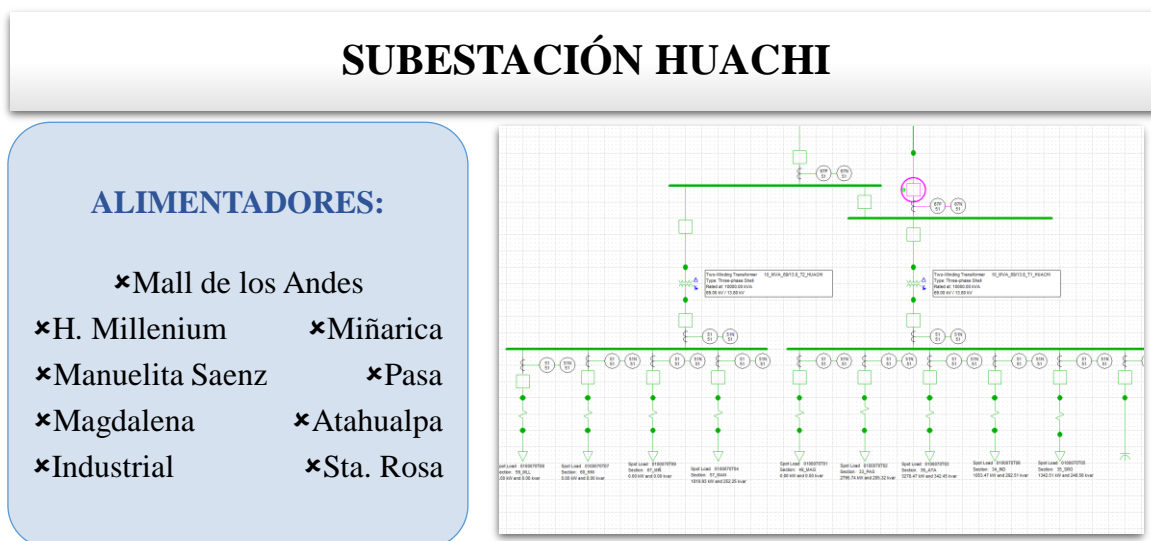


Figura 29. Modelamiento S/E Huachi

m. Subestación Lligua Península

La Figura 30 muestra los alimentadores que componen a la S/E Lligua Península y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

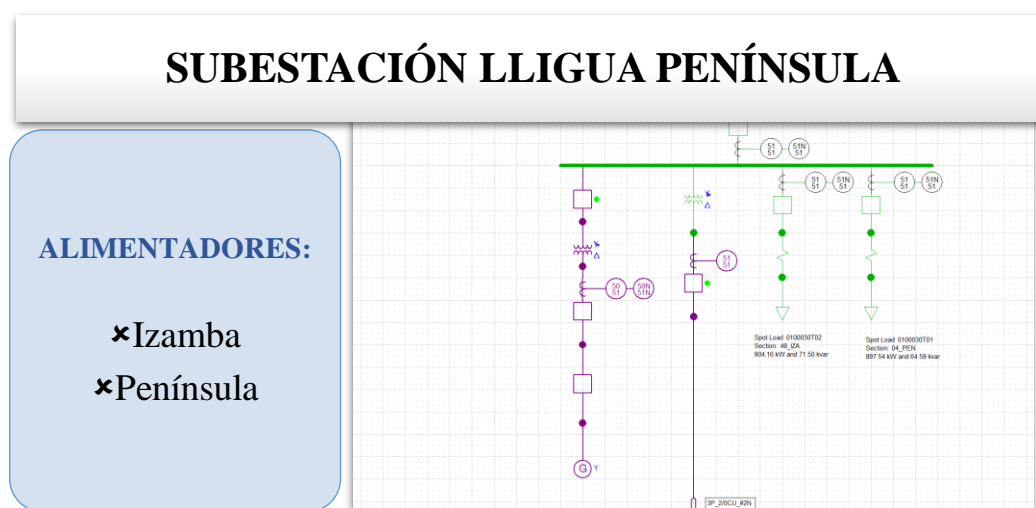


Figura 30. Modelamiento S/E Lligua Península

n. Subestación Totoras EEASA

La Figura 31 muestra los alimentadores que componen a la S/E Totoras EEASA y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

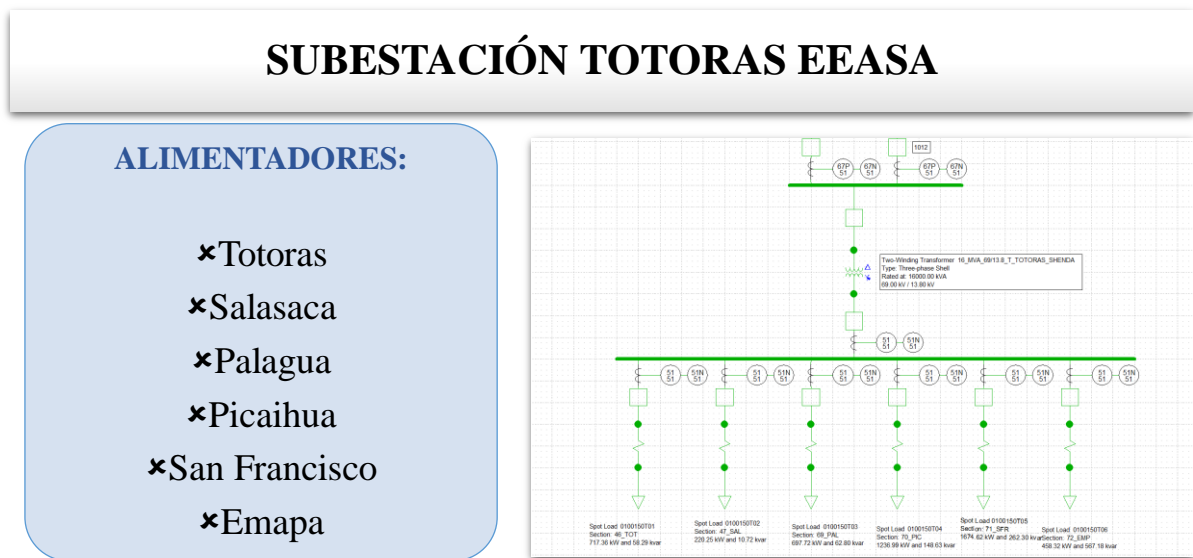


Figura 31. Modelamiento S/E Totoras EEASA

o. Subestación Quero

La Figura 32 muestra los alimentadores que componen a la S/E Quero y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

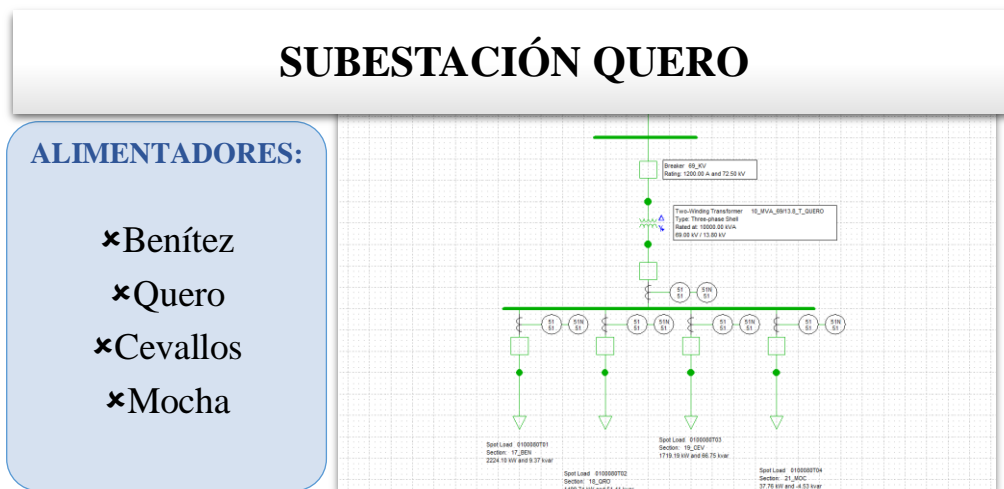


Figura 32. Modelamiento S/E Quero

p. Subestación Montalvo

La Figura 33 muestra los alimentadores que componen a la S/E Montalvo y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

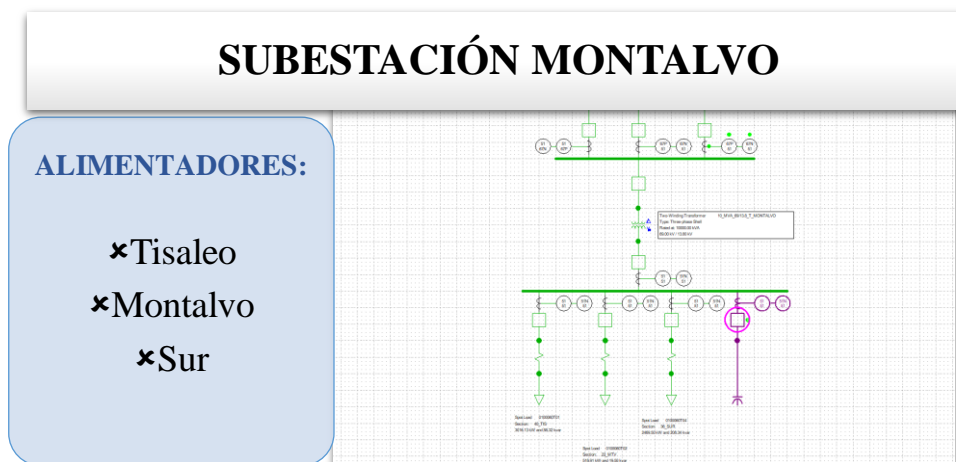


Figura 33. Modelamiento S/E Montalvo

q. Subestación Lliga Baños EEASA

La Figura 34 muestra los alimentadores que componen a la S/E Baños EEASA y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

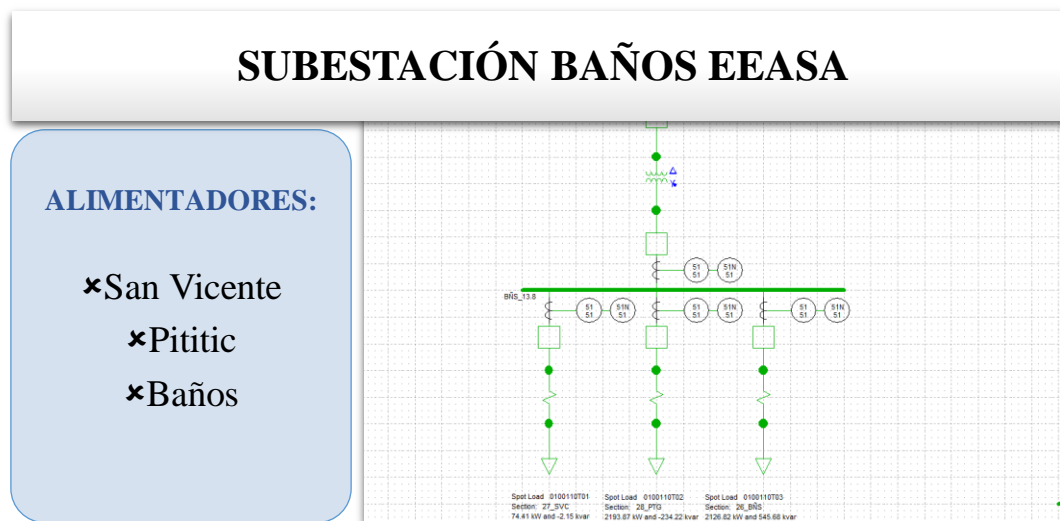


Figura 34. Modelamiento S/E Baños EEASA

r. Subestación Pelileo

La Figura 35 muestra los alimentadores que componen a la S/E Totoras Pelileo y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

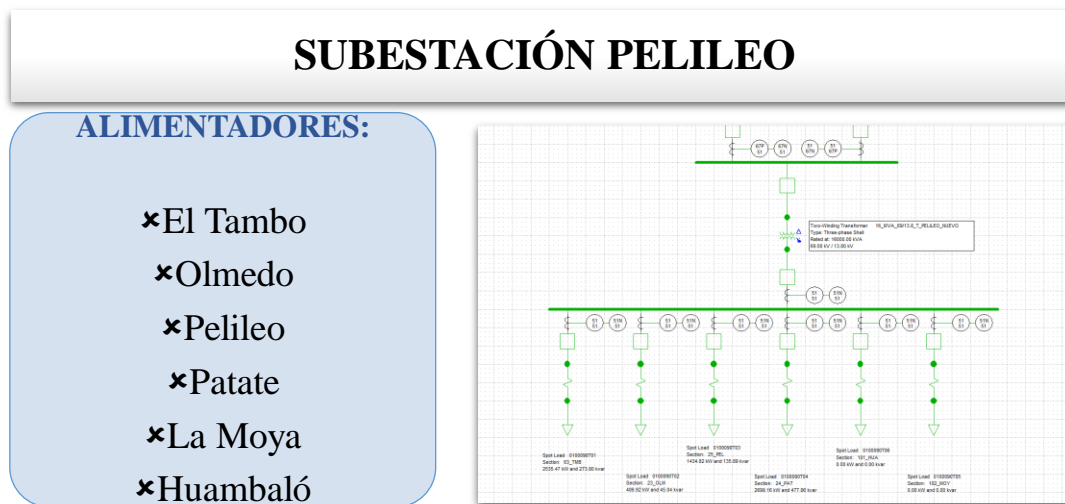


Figura 35. Modelamiento S/E Pelileo

s. Subestación Aگویán

La Figura 36 muestra los alimentadores que componen a la S/E Aگویán y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

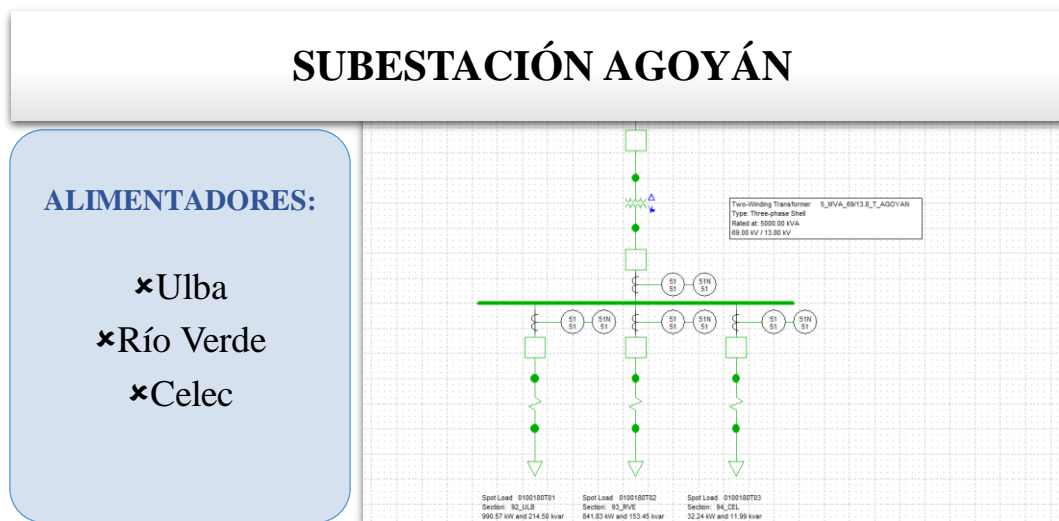


Figura 36. Modelamiento S/E Aگویán

A continuación, se presentan las subestaciones pertenecientes al subsistema encargado de abastecer a las provincias de Pastaza y Morona Santiago.

t. Subestación Mushullacta

La Figura 37 muestra los alimentadores que componen a la S/E Mushullacta y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

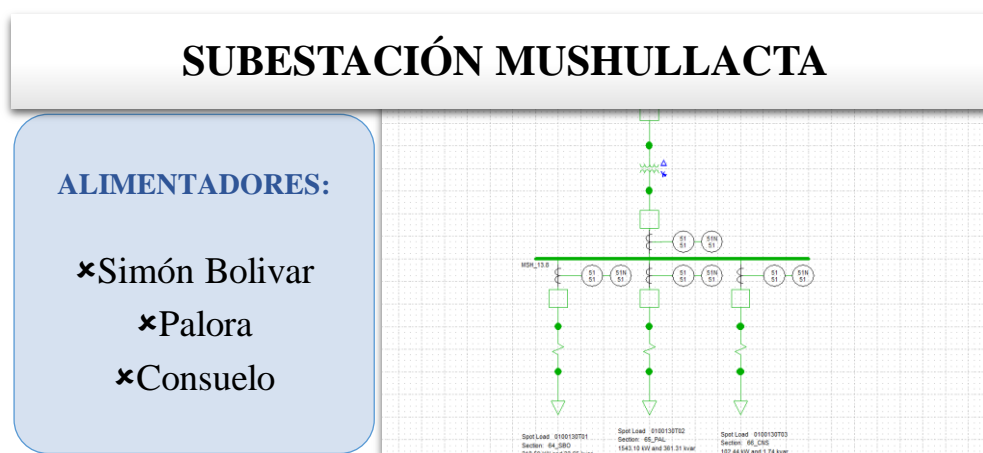


Figura 37. Modelamiento S/E Mushullacta

u. Subestación Puyo 1

La Figura 38 muestra los alimentadores que componen a la S/E Puyo 1 y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

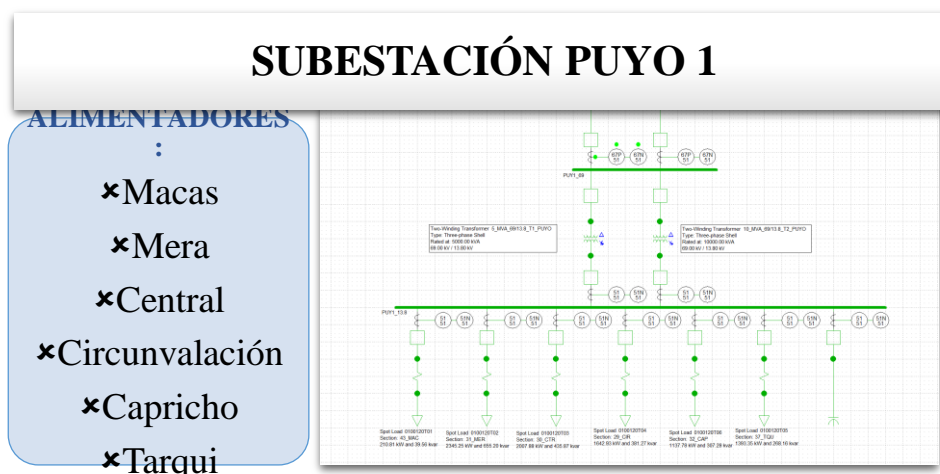


Figura 38. Modelamiento S/E Puyo 1

v. Subestación Puyo 2

La Figura 39 muestra los alimentadores que componen a la S/E Puyo 2 y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

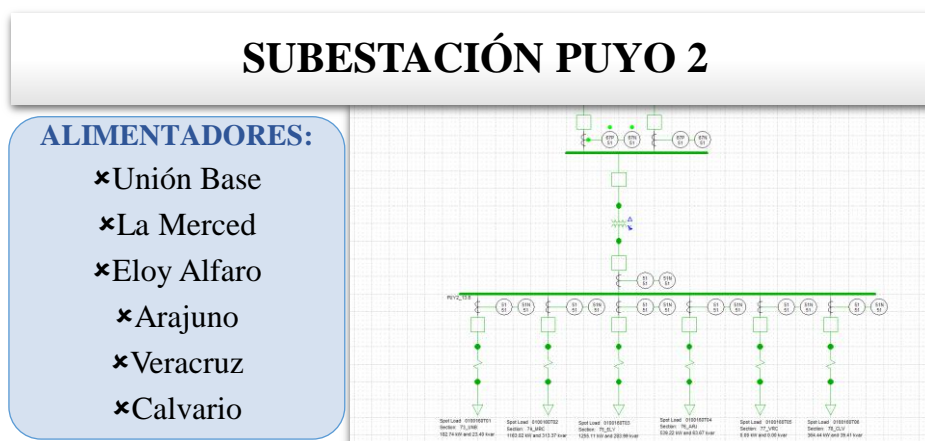


Figura 39. Modelamiento S/E Puyo 2

A continuación, se presentan las subestaciones pertenecientes al subsistema encargado de abastecer la zona sur de la provincia de Napo.

w. Subestación Tena

La Figura 40 muestra los alimentadores que componen a la S/E Tena y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

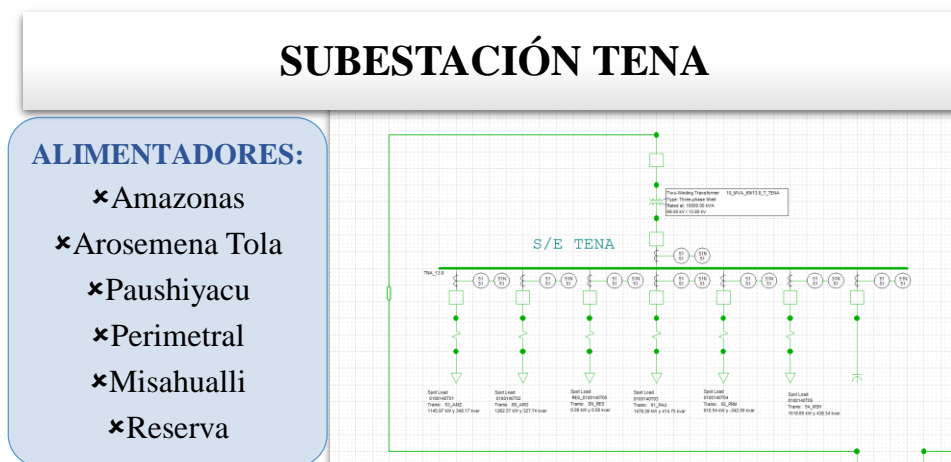


Figura 40. Modelamiento S/E Tena

x. Subestación Tena Norte

La Figura 41 muestra los alimentadores que componen a la S/E Tena Norte y su diagrama unifilar modelado a través del software CYMDIST.

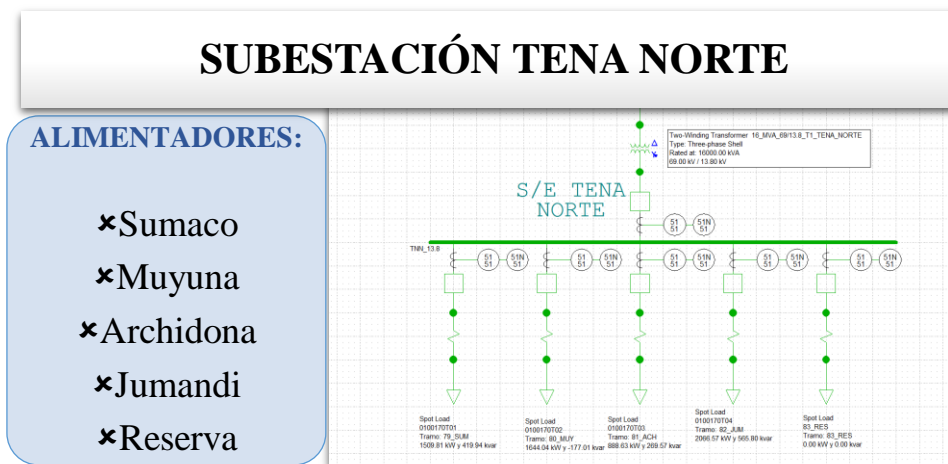


Figura 41. Modelamiento S/E Tena Norte

3.6. Técnica de Comprobación de Hipótesis

3.6.1. Comprobación Cuantitativa

Los valores y parámetros analizados mediante el método de obtención de curvas PV frente a incrementales de carga permitirán determinar los puntos de máxima cargabilidad en el Sistema de Subtransmisión de la EEASA, además de poder señalar los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible en todas sus subestaciones e identificar la cargabilidad máxima en los elementos del sistema antes de que el colapso de voltaje ocurra.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. Condiciones de Operación Actuales del Sistema de Subtransmisión EEASA

Como se menciona con anterioridad, el sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA se compone de 3 subsistemas, el principal es el encargado de abastecer a la provincia de Tungurahua en su totalidad, el cual posee una topología de red mallada, sin embargo, las condiciones de operación actuales son en configuración radial. Por otra parte, los subsistemas que abastecen a las provincias de Pastaza en su totalidad, Morona Santiago de forma parcial y Napo parcialmente presentan una topología propia radial. A continuación, se muestra un esquema que indica la operación del Sistema de Subtransmisión en configuración radial.

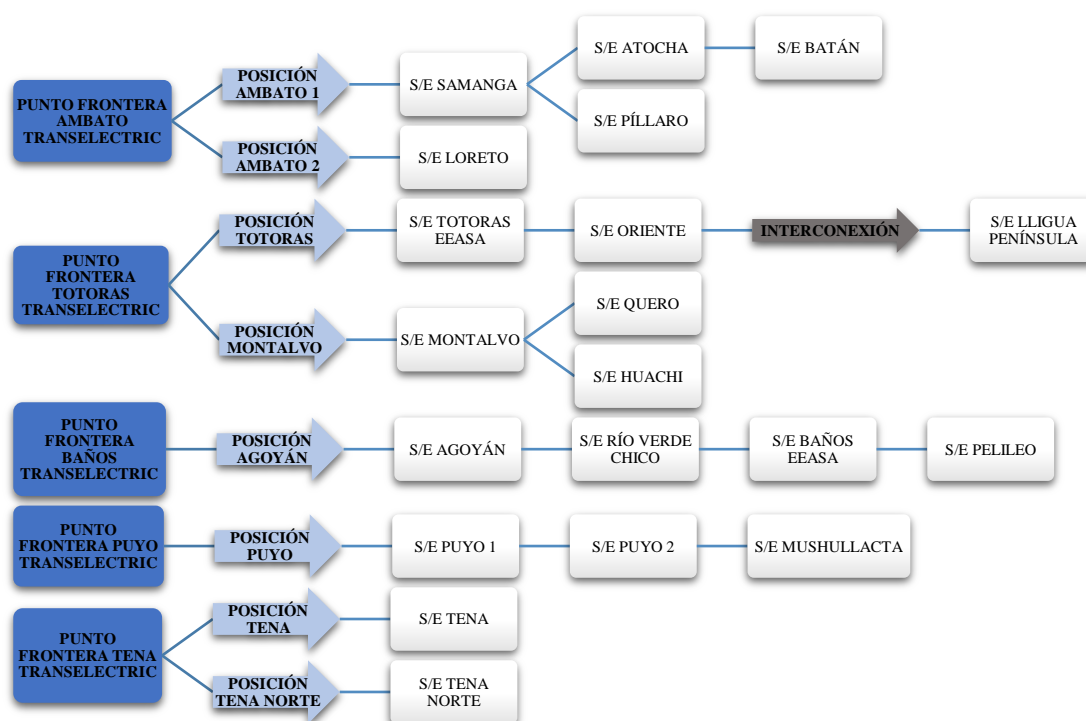


Figura 42. Esquema de Configuración Radial Sistema de Subtransmisión EEASA

En el presente apartado se analiza el escenario en configuración radial para el subsistema principal, mostrando los resultados obtenidos al simular flujos de carga de sus líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y barras de 69 kV y 13.8 kV respectivamente.

4.1.1. Flujos de Carga en Configuración Radial

Tras haber obtenido el modelamiento en su totalidad del sistema eléctrico de subtransmisión EEASA, se ejecuta la herramienta principal de CYMDIST, *Flujos de Carga* o *Load Flow*. Para ello se escoge el método de Newton Raphson balanceado para su solución, obteniendo los resultados que se presentan a continuación, mismos que se consideran como condiciones iniciales para el análisis de estabilidad de voltaje respectivamente para cada elemento.

a. Datos de Flujos de Carga en Líneas de Subtransmisión- C. Radial

La tabla 13 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración radial de las líneas de subtransmisión, se presentan los datos de la corriente de carga, de potencia activa y reactiva que circulan por ellas, su porcentaje de cargabilidad y pérdidas para cada línea.

Tabla 13

Datos en Líneas de Subtransmisión al Simular Flujos de Carga-C.. Radial

L/ST	VOLTAJE (kV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE CARGA (A)	POTENCIA ACTIVA (kW)	POTENCIA REACTIVA (kVAR)	CARGABILIDAD (%)	PÉRDIDAS (kW)
<i>Ambato-Samanga</i>	69	730	259.8	31562	1118	35.6	34.1
<i>Samanga-Píllaro</i>	69	460	52.7	6370	415	11.5	2.9
<i>Samanga-Atocha</i>	69	670	122.8	14868	585	18.3	9.0
<i>Atocha-A</i>	69	670	41.2	4932	736	6.1	1.0

CONTINÚA 

<i>A- El Batán</i>	69	650	41.4	4929	817	6.4	1.4
<i>El Batán- A</i>	69	650	-	-	-	-	-
<i>A-Huachi</i>	69	670	-	-	-	-	-
<i>Huachi-Montalvo</i>	69	670	85.1	10372	-34	12.7	4.3
<i>Montalvo-Quero</i>	69	459	45.2	5508	200	9.8	1.9
<i>Montalvo-Totoras Transelectric</i>	69	670	180	21992	885	26.9	19.3
<i>Totoras Transelectric-Totoras EEASA</i>	69	460	115.7	13959	2336	25.2	14.1
<i>Totoras EEASA - Oriente</i>	69	460	73.6	8923	1101	16.0	5.7
<i>Oriente-Deriv Loreto</i>	69	500	-	-	-	-	-
<i>Ambato-Deriv Loreto</i>	69	500	104.3	12453	2353	20.9	10.1
<i>Loreto-Deriv Oriente</i>	69	500	104.4	12443	2402	20.9	10.1
<i>Totoras Transelectric-Pelileo</i>	69	460	-	-	-	-	-
<i>Pelileo-Baños EEASA</i>	69	460	57.8	7134	725	12.6	3.5
<i>Baños EEASA -B</i>	69	460	93.4	11567	1135	20.3	9.2
<i>B-Rio Verde Chico</i>	69	490	93.4	11570	1128	19.1	7.4
<i>Rio Verde Chico-B</i>	69	490	37.1	2633	-3797	7.6	1.2
<i>B-Agoyán</i>	69	460	37.4	2635	-3831	8.1	1.5
<i>Agoyán-Baños Transelectric</i>	69	460	45.6	4513	-3430	9.9	2.2
<i>Puyo Transelectric-Puyo1</i>	69	460	119.6	14238	1321	26.0	15.0
<i>Puyo1-Puyo2</i>	69	500	45.7	5407	617	9.1	1.9
<i>Puyo2-Mushullacta</i>	69	500	15.9	1881	-110	3.2	0.2

CONTINÚA 

Tena Transelectric- Tena	69	459	52.3	6248	-315	11.4	2.5
Tena Transelectric- Tena Norte	69	459	52.3	6148	1147	11.4	2.9

b. Datos de Flujos de Carga en Transformadores en Configuración Radial

La tabla 14 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración radial correspondientes a los transformadores de potencia, tanto en las subestaciones TRANSELECTRIC y pertenecientes a la EEASA.

Tabla 14

Datos en Transformadores al Simular Flujos de Carga-Config. Radial

<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>NIVEL DE VOLTAJE (kV)</i>	<i>DESIGNACIÓN</i>	<i>CAPACIDAD (MVA)</i>	<i>P (MW)</i>	<i>Q (MVAr)</i>	<i>S (MVA)</i>	<i>CARGABILIDAD (%)</i>
AMBATO	138/69	T1	43	21.8	2.02	21.90	50.93
	138/69	T2	75	22.3	2.9	22.51	30.01
BAÑOS	138/69	T1	33.3	4.5	-3.3	5.65	16.96
TOTORAS	138/69	T1	99.9	36	4.4	36.29	36.32
PUYO	138/69	T1	33.3	-	-	-	-
TENA	138/69	T1	33.3	-	-	-	-
Samanga	69/13.8	T1	12/16.5	4.85	-0.68	4.90	40.85
	69/13.8	T2	12/16.5	5.3	0.48	5.39	44.93
Píllaro	69/13.8	T1	5/6.25	3.1	0.24	3.19	63.78
	69/13.8	T2	5/6.5	3.1	0.24	3.19	63.80

CONTINÚA 

<i>Atocha</i>	69/13.8	T1	10/12.5	4.7	-0.05	4.79	47.93
	69/13.8	T2	10/12.5	5.1	-0.10	5.12	51.19
<i>Batán</i>	69/13.8	T1	5/5	1.64	0.31	1.68	33.56
	69/13.8	T2	10/12.5	3.2	0.63	3.34	33.42
<i>Huachi</i>	69/13.8	T1	10/12.5	8.5	-0.23	8.52	85.23
	69/13.8	T2	10/12.5	1.83	0.27	1.85	18.52
<i>Montalvo</i>	69/13.8	T1	10/12.5	6	0.58	6.07	60.72
<i>Quero</i>	69/13.8	T1	10/12.5	5.4	0.32	5.51	55.08
<i>Totoras</i>	69/13.8	T1	16/20	5	1.23	5.18	32.34
<i>Oriente</i>	69/13.8	T1	12/15	4.56	0.57	4.60	38.33
	69/13.8	T2	12/15	4.32	0.58	4.38	36.51
<i>Loreto</i>	69/13.8	T1	16/20	8.27	1.67	8.44	52.75
	69/13.8	T2	16/20	4.15	0.73	4.22	26.34
<i>Peninsula</i>	6.9/13.8	T1	3.5/3.5	-	-	-	-
<i>Lligua</i>	4.16/13.8	T1	3.125	-	-	-	-
	4.16/13.8	T2	3.125	-	-	-	-
<i>Pelileo</i>	69/13.8	T1	16/20	7.09	1	7.19	44.94
<i>Baños</i>	69/13.8	T1	10/12.5	4.41	0.43	4.43	44.31
<i>Agoyán</i>	69/13.8	T1	5/6.25	1.87	0.40	1.92	38.42
<i>Río Verde Chico</i>	6.9/69	T1	12	-8.93	-4.91	10.20	84.98
<i>Puyo 1</i>	69/13.8	T1	5/5	2.85	0.18	2.86	57.14
	69/13.8	T2	10/12.5	5.92	0.50	5.95	59.48
<i>Puyo 2</i>	69/13.8	T1	16/20	3.52	0.78	3.61	22.55
<i>Mushullacta</i>	69/13.8	T1	5/6.25	1.87	0.44	1.93	38.56
<i>Tena</i>	69/13.8	T1	10/12.5	6.24	-0.31	6.26	62.56
<i>Tena Norte</i>	69/13.8	T1	16/20	6.13	1.27	6.26	39.14

c. Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV en Configuración Radial

La tabla 15 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración radial correspondientes a las barras de 69 kV, se presentan los datos de voltajes en p.u., y de potencias activa y reactiva respectivamente.

Tabla 15

Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV-Config. Radial

	SUBESTACIÓN	BARRA	VOLTAJE (p.u.)	POTENCIA ACTIVA (kW)	POTENCIA REACTIVA (kVAr)
Subestaciones TRANSELECTRIC 69 kV	<i>Ambato</i>	B1	1.017	44015	2178
	<i>Totoras</i>	B1	1.023	35950	3222
	<i>Baños</i>	B1	1.041	4513	-3430
	<i>Puyo</i>	B1	1	14238	1321
	<i>Tena</i>	B1	1	12396	832
Subestaciones EEASA 69 kV	<i>Samanga</i>	B1	1.013	31461	796
	<i>Píllaro</i>	B1	1.012	6360	493
	<i>Atocha</i>	B1	1.012	14843	579
	<i>Batán</i>	B1	1.01	4927	855
	<i>Huachi</i>	B1	1.018	8520	-238
		B2	1.018	10351	39
	<i>Montalvo</i>	B1	1.02	21924	752
	<i>Quero</i>	B1	1.018	5498	327
	<i>Totoras</i>	B1	1.022	13948	2336
	<i>Oriente</i>	B1	1.02	8905	1155
	<i>Loreto</i>	B1	1.014	12422	2412
	<i>Pelileo</i>	B1	1.03	7090	1009
	<i>Baños</i>	B1	1.038	11544	1162
	<i>Río Verde Chico</i>	B1	1.041	2632	-3783
	<i>Agoyán</i>	B1	1.035	1865	380
	<i>Puyo 1</i>	B1	0.996	14184	1307
<i>Puyo 2</i>	B1	0.994	5402	679	
<i>Mushullacta</i>	B1	0.991	1876	444	

d. Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV en Configuración Radial

La tabla 16 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración radial correspondientes a las barras de 13.8 kV, se presentan los datos de voltajes en p.u., y de potencias activa y reactiva respectivamente.

Tabla 16

Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV-Config. Radial

	SUBESTACIÓN	BARRA	VOLTAJE (p.u.)	POTENCIA ACTIVA (kW)	POTENCIA REACTIVA (kVAr)
Subestaciones EEASA 13.8 kV	<i>Samanga</i>	B1	1.009	5345	287
		B2	1.017	4827	-867
	<i>Píllaro</i>	B1	1.005	6319	237
	<i>Atocha</i>	B1	1.011	4770	-238
	<i>Batán</i>	B1	1.004	1631	280
	<i>Huachi</i>	B1	1.017	8470	-773
		B2	1.015	1819	252
	<i>Montalvo</i>	B1	1.012	6005	316
	<i>Quero</i>	B1	1.014	5481	123
	<i>Totoras</i>	B1	1.014	5005	1110
	<i>Oriente</i>	B2	1.015	4325	471
	<i>Loreto</i>	B1	1.005	8243	1361
		B2	1.009	4132	647
	<i>Lligua</i>	B1	1.015	1806	136
	<i>Pelileo</i>	B1	1.023	7076	933
	<i>Baños</i>	B1	1.034	4395	309
	<i>Agoyán</i>	B1	1.035	1865	380
	<i>Puyo 1</i>	B1	0.99	2833	66
	<i>Puyo 2</i>	B1	0.99	3505	724
	<i>Mushullacta</i>	B1	0.983	1864	387
<i>Tena</i>	B1	1	6216	-613	
<i>Tena Norte</i>	B1	0.989	6109	1078	

4.2. Condiciones de Operación en Malla del Sistema de Subtransmisión EEASA

En el presente apartado se analiza el escenario en configuración mallada para el subsistema principal, mostrando los resultados obtenidos al simular flujos de carga de sus líneas de subtransmisión y barras de 69 kV y 13.8 kV respectivamente, dado que los subsistemas restantes poseen una topología propia radial y los mismos fueron analizados en el inciso anterior, los datos obtenidos al simular flujos de carga correspondientes a sus líneas, transformadores de potencia y barras no serán presentados a continuación con el objetivo de evitar redundancia.

4.2.1. Flujos de Carga en Configuración Mallada

En el desarrollo del presente inciso, se conectan todas las barras de 69 kV del subsistema principal obteniendo su configuración propia mallada, de igual manera se ejecuta la herramienta principal de CYMDIST, *Flujos de Carga o Load Flow*. Para ello se escoge el método de Newton Raphson balanceado para su solución, y se obtienen los resultados que se presentan a continuación, mismos que serán considerados como condiciones iniciales para el análisis de estabilidad de voltaje respectivamente para cada elemento.

a. Datos de Flujos de Carga el Líneas de Subtransmisión en Configuración Mallada

La tabla 17 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración mallada de las líneas de subtransmisión, se presentan los datos de la corriente de carga, de potencia activa y reactiva que circulan por ellas, su porcentaje de cargabilidad y pérdidas para cada línea.

Tabla 17 Datos en Líneas de Subtransmisión al Simular Flujos de Carga-C. Mallada

Datos en Líneas de Subtransmisión al Simular Flujos de Carga-C. Mallada

L/ST	VOLTAJE (kV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE CARGA (A)	POTENCIA ACTIVA (kW)	POTENCIA REACTIVA (kVAR)	CARGABILIDAD (%)	PÉRDIDAS (kW)
<i>Ambato-Samanga</i>	69	730	248.1	30213	254	34.0	102.0
<i>Samanga-Píllaro</i>	69	460	52.6	6370	413	11.4	34.3
<i>Samanga-Atocha</i>	69	670	111.5	13528	-231	16.6	49.9
<i>Atocha-A</i>	69	670	29.7	3597	-52	4.4	13.3
<i>A- El Batán</i>	69	650	29.7	3595	36	4.6	13.7
<i>El Batán- A</i>	69	650	13	1333	841	2.0	6.0
<i>A-Huachi</i>	69	670	12.7	1333	779	1.9	5.7
<i>Huachi-Montalvo</i>	69	670	96.6	11712	785	14.4	43.3
<i>Montalvo-Quero</i>	69	459	45.3	5508	202	9.9	29.6
<i>Montalvo-Totoras Transelectric</i>	69	670	191.8	23341	1741	28.6	85.9
<i>Totoras Transelectric- Totoras EEASA</i>	69	460	93.2	10753	3714	20.3	60.8
<i>Totoras EEASA - Oriente</i>	69	460	51.2	5721	2485	11.1	33.4
<i>Oriente- Deriv Loreto</i>	69	500	288	3194	-1443	57.6	172.8
<i>Ambato- Deriv Loreto</i>	69	500	128.8	15652	964	25.8	77.3
<i>Loreto-Deriv Oriente</i>	69	500	104.2	12443	2400	20.8	62.5
<i>Totoras Transelectric- Pelileo</i>	69	460	42.5	-5178	237	9.2	27.7

CONTINÚA 

<i>Pelileo-Baños EEASA</i>	69	460	100.6	-12280	-804	21.9	65.6
<i>Baños EEASA -B</i>	69	460	136.2	16872	1175	29.6	88.8
<i>B-Rio Verde Chico</i>	69	490	136.2	16880	1177	27.8	83.4
<i>Rio Verde Chico-B</i>	69	490	70.7	7944	-3742	14.4	43.3
<i>B-Agoyán</i>	69	460	70.8	7951	-3766	15.4	46.2
<i>Agoyán-Baños Transelectric</i>	69	460	83.6	9830	-3362	18.2	54.5

b. Datos de Flujos de Carga en Transformadores en Configuración Mallada

La tabla 18 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración mallada correspondientes a los transformadores de potencia tanto en las subestaciones TRANSELECTRIC y pertenecientes a la EEASA.

Tabla 18

Datos en Transformadores al Simular Flujos de Carga-Config. Mallada

SUBESTACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (kV)	DESIGNACIÓN	CAPACIDAD (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	CARGABILIDAD (%)
AMBATO	138/69	T1	43	22.7	0.95	22.721	52.839535
	138/69	T2	75	23.2	1.86	23.350	31.133333

CONTINÚA 

BAÑOS	138/69	T1	33.3	9.85	-3.15	10.349	31.078078
TOTORAS	138/69	T1	99.9	28.93	6.48	29.651	29.680681
Samanga	69/13.8	T1	12/16.5	4.85	-0.69	4.903	29.715152
	69/13.8	T2	12/16.5	5.36	0.48	5.390	32.666667
Píllaro	69/13.8	T1	5/6.25	3.17	0.24	3.189	51.024
	69/13.8	T2	5/6.5	3.18	0.24	3.190	49.076923
Atocha	69/13.8	T1	10/12.5	4.79	-0.061	4.793	38.344
	69/13.8	T2	10/12.5	5.11	-0.10	5.119	40.952
Batán	69/13.8	T1	5/5	1.64	0.31	1.678	33.56
	69/13.8	T2	10/12.5	3.28	0.63	3.342	26.736
Huachi	69/13.8	T1	10/12.5	8.52	-0.22	8.523	68.184
	69/13.8	T2	10/12.5	1.83	0.27	1.852	14.816
Montalvo	69/13.8	T1	10/12.5	6.04	0.58	6.073	48.584
Quero	69/13.8	T1	10/12.5	5.49	0.32	5.508	44.064
Totoras	69/13.8	T1	16/20	5.02	1.23	5.175	25.875
Oriente	69/13.8	T1	12/15	4.56	0.57	4.599	30.66
	69/13.8	T2	12/15	4.34	0.58	4.381	29.206667
Loreto	69/13.8	T1	16/20	8.27	1.67	8.440	42.2
	69/13.8	T2	16/20	4.15	0.73	4.215	21.075
Peninsula	6.9/13.8	T1	3.5/3.5	-	-	-	-
	4.16/13.8	T1	3.125	-	-	-	-
Llígua	4.16/13.8	T2	3.125	-	-	-	-
Pelileo	69/13.8	T1	16/20	7.09	1.20	7.191	35.955
Baños	69/13.8	T1	10/12.5	4.41	0.43	4.431	35.448
Agoyán	69/13.8	T1	5/6.25	1.87	0.40	1.921	30.736
Río Verde Ch.	6.9/69	T1	12	-8.93	-4.91	10.197	84.975

c. **Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV en Configuración Mallada**

La tabla 19 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración mallada correspondientes a las barras de 69 kV, se presentan los datos de voltajes en p.u., y de potencias activa y reactiva respectivamente.

Tabla 19

Datos de Flujos de Carga en Barras 69 kV-Config. Mallada

	SUBESTACIÓN	BARRA	VOLTAJE (p.u.)	POTENCIA ACTIVA (kW)	POTENCIA REACTIVA (kVAr)
Subestaciones TRANSELECTRIC 69 kV	<i>Ambato</i>	B1	1.019	45865	1054
	<i>Totoras</i>	B1	1.021	28916	5692
	<i>Baños</i>	B1	1.04	9830	-3362
Subestaciones EEASA 69 kV	<i>Samanga</i>	B1	1.016	30121	-31
	<i>Píllaro</i>	B1	1.019	23233	1054
	<i>Atocha</i>	B1	1.014	13508	-22
	<i>Batán</i>	B1	1.013	3594	75
	<i>Huachi</i>	B1	1.014	9853	558
		B2	1.014	11684	836
	<i>Montalvo</i>	B1	1.017	23264	1574
	<i>Quero</i>	B1	1.015	5498	328
	<i>Totoras</i>	B1	1.02	10746	3721
	<i>Oriente</i>	B1	1.018	5713	2558
	<i>Loreto</i>	B1	1.015	12422	2411
	<i>Pelileo</i>	B1	1.023	-5190	396
	<i>Baños</i>	B1	1.036	16824	1148
	<i>Río Verde Chico</i>	B1	1.04	7942	-3731
	<i>Agoyán</i>	B1	1.04	9828	-3357

d. Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV en Configuración Radial

La tabla 20 muestra los resultados obtenidos al simular flujos de carga en configuración mallada correspondientes a las barras de 13.8 kV, se presentan los datos de voltajes en p.u., y de potencias activa y reactiva respectivamente.

Tabla 20

Datos de Flujos de Carga en Barras 13.8 kV-Config. Mallada

	SUBESTACIÓN	BARRA	VOLTAJE (p.u.)	POTENCIA ACTIVA (kW)	POTENCIA REACTIVA (kVAr)
Subestaciones EEASA 13.8 kV	<i>Samanga</i>	B1	1.02	4827	-875
		B2	1.011	5345	287
	<i>Píllaro</i>	B1	1.007	6319	237
	<i>Atocha</i>	B1	1.013	4770	-242
	<i>Batán</i>	B1	1.008	1631	280
	<i>Huachi</i>	B1	1.013	8470	-760
		B2	1.011	1819	252
	<i>Montalvo</i>	B1	1.009	6005	316
	<i>Quero</i>	B1	1.012	5481	123
	<i>Totoras</i>	B1	1.014	5005	1110
	<i>Oriente</i>	B2	1.013	4325	471
		<i>Loreto</i>	B1	1.006	8243
	B2		1.011	4132	647
	<i>Lligua</i>	B1	1.013	1806	136
	<i>Pelileo</i>	B1	1.016	7076	933
	<i>Baños</i>	B1	1.032	4395	309
<i>Agoyán</i>	B1	1.034	1865	380	

4.3. Discusión de Resultados en Condiciones Operativas Actuales

Una vez culminadas las etapas de recolección y procesamiento de datos y al simular flujos de carga para ambos escenarios de estudio (Configuración radial y mallado), se presenta a continuación una descripción detallada del estado de operación actual del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Los puntos de conexión con el S.N.T., presentan niveles de voltaje admisibles dentro de la normativa establecida en la regulación ARCONEL 005/18 y los niveles de voltaje en las barras de 69 kV y 13,8 kV presentan las mismas condiciones. Los porcentajes de cargabilidad en las líneas de subtransmisión no presentan sobrecarga, sin embargo, se determinan los porcentajes de cargabilidad más altos en las líneas de subtransmisión Ambato – Samanga y Montalvo – Totoras Transelectric con 35.6 % y 26.9% respectivamente. Mientras que en pérdidas técnicas por efecto Joule, se determina un total de 161.4 kW en todo el sistema de subtransmisión.

Por otra parte, el estado operacional de los transformadores de potencia pertenecientes a las subestaciones TRANSELECTRIC se encuentran en niveles de cargabilidad alejados de su capacidad nominal siendo los más alto 50.93% de cargabilidad en el transformador de potencia de tres devanados AT1 del punto frontera Ambato y 36.32% en el transformador de potencia de tres devanados ATQ del punto frontera Totoras. Además, es importante mencionar que los transformadores de potencia pertenecientes a la EEASA se encuentran operando en su TAP central y presentan condiciones de cargabilidad bajas para la mayoría de casos, no obstante, se encuentran en un alto nivel de carga los transformadores T1-Huachi, T1-Píllaro, T2-Píllaro, T1-Tena y T1-Montalvo con porcentajes de cargabilidad de 85.23%, 63.78%, 63.80%, 62.56% y 60.72% respectivamente.

CAPÍTULO V

PROPUESTA

5.1. Datos Informativos

- **Institución:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.
- **Objeto de estudio:** Sistema Eléctrico de Subtransmisión
- **Ubicación:** Área de concesión en su totalidad, provincias de Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago y Napo.
- **Beneficiario:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

5.2. Objetivos

5.2.1. Objetivo General

- Determinar los puntos de colapso de voltaje y señalar los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible en las barras de subtransmisión, distribución y conexión con el S.N.T. del Sistema de Subtransmisión de la EEASA.

5.2.2. Objetivos Específicos

- Establecer el incremento de carga y método de solución de flujos de carga apropiados en base a criterios que consideren la expansión de la demanda para la aplicación del método analítico estático de curvas PV.
- Obtener las curvas PV para cada barra de subtransmisión, distribución y puntos frontera para escenarios en configuración radial y mallada.

- Analizar en ambos casos de estudio las características de las curvas PV de cada barra para así establecer los puntos de colapso de voltaje y emitir las conclusiones correspondientes.
- Determinar la cargabilidad máxima en los componentes del Sistema de Subtransmisión como transformadores de potencia y líneas de subtransmisión antes de que el voltaje de colapso suceda.
- Interpretar el estado de operación del sistema de protecciones eléctricas frente al incremento de carga del sistema al ejecutar la propuesta para obtener los puntos de colapso.

5.3. Fundamentación de la Propuesta

En el desarrollo del presente capítulo se obtienen los puntos de cargabilidad máxima o de colapso de voltaje del Sistema de Subtransmisión de la EEASA, su realización es de suma importancia debido a que no se ha tomado a dicho sistema previamente como objeto de estudio para análisis de estabilidad de voltaje. Es indispensable para toda empresa distribuidora mantener los límites de variación de voltaje admisibles en sus barras dentro de lo establecido legalmente, es por ello que se especifica también la cargabilidad del sistema cuando dicho límite ha sido alcanzado en cada barra respectivamente de modo que se puedan tomar acciones y así mantener la operación del sistema en condiciones óptimas. Para ello se plantea el uso de la herramienta o *Módulo de Estabilidad de Voltaje* perteneciente al software computacional CYME-CYMDIST mediante el cual es posible obtener las curvas PV para las barras que serán analizadas.

5.4. Diseño de la propuesta

A continuación, se describe el proceso a seguir para obtener las curvas PV y establecer los puntos de cargabilidad máxima del sistema, se lo presenta en una estructura secuencial mediante

un diagrama de flujo, como se observa en la Figura 43. **Es importante resaltar que dicho proceso se aplica para ambos escenarios tanto en configuración radial como mallada.**

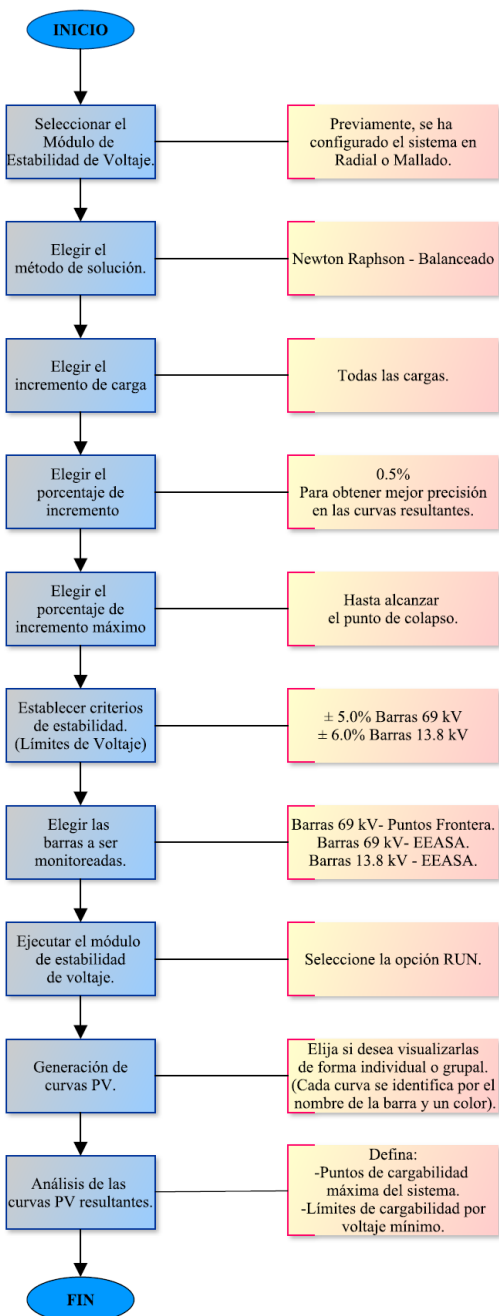


Figura 43. Diseño de la Propuesta

5.5. Ejecución de la propuesta

5.5.1. Obtención de Curvas PV en Condiciones Operativas Actuales-C. Radial

El presente apartado contiene el desarrollo de la propuesta aplicada a las condiciones operativas actuales del Sistema de Subtransmisión EEASA, es decir, en configuración radial para el subsistema principal y los subsistemas Puyo y Tena.

a. Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones TRANSELECTRIC – C. Radial

A continuación, se presentan las curvas PV correspondientes a los puntos frontera como son S/E's Ambato, Totoras, Baños, Puyo y Tena TRANSELECTRIC, en ellas se observa el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga para cada subsistema respectivamente. Además, en consideración a lo establecido en la Regulación ARCONEL 005/18, con respecto a los límites de variación de voltaje admisibles en barras, se resalta en cada una de las curvas PV el límite de cargabilidad total cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido, en este caso de 0.95 p.u. para barras de 69 kV.

En el subsistema principal se encuentran los puntos frontera Ambato, Baños y Totoras, donde se puede apreciar una **potencia inicial** de **92.6 MW** y su **punto de colapso de voltaje** o **punto de cargabilidad máxima** es de **405 MW**.

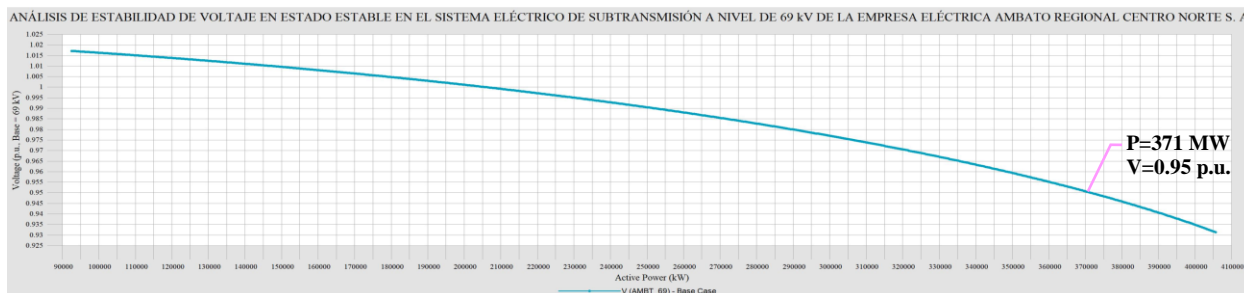


Figura 44. Curva PV de la Subestación Ambato Transelectric – C. Radial

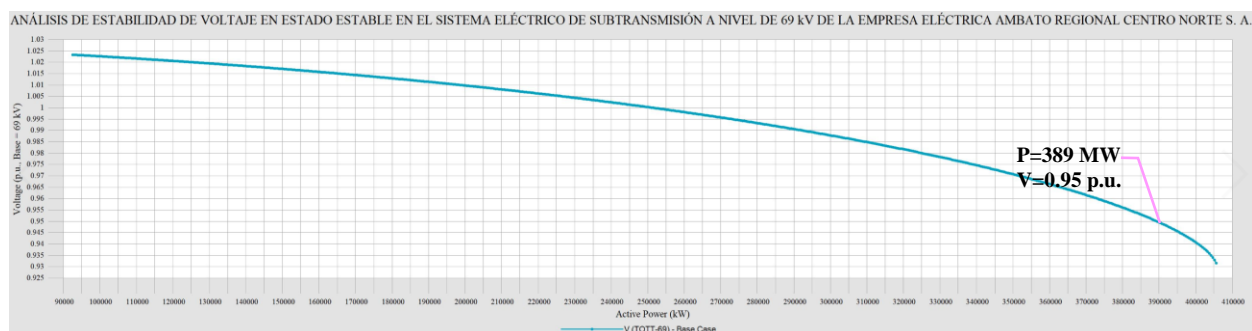


Figura 45. Curva PV de la Subestación Totoras Transelectric – C. Radial

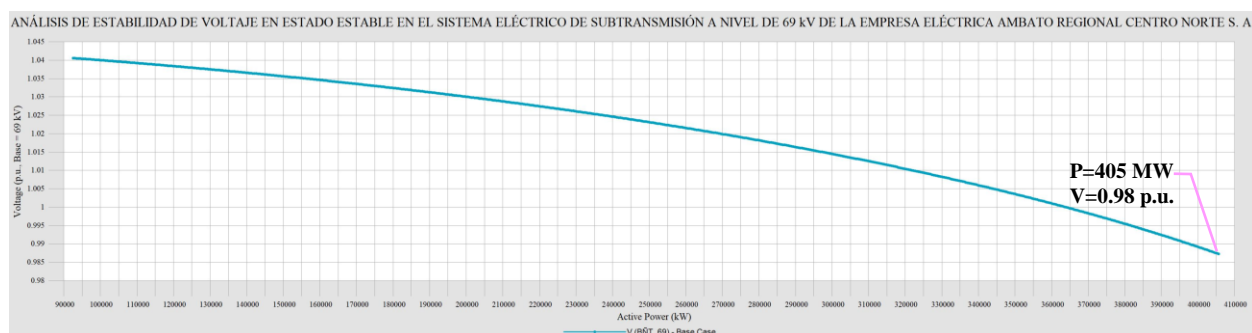


Figura 46. Curva PV de la Subestación Baños Transelectric – C. Radial

Adicionalmente, se incluyen las curvas PV de los tres puntos frontera mostrados de forma conjunta como se puede apreciar en la Figura 47.

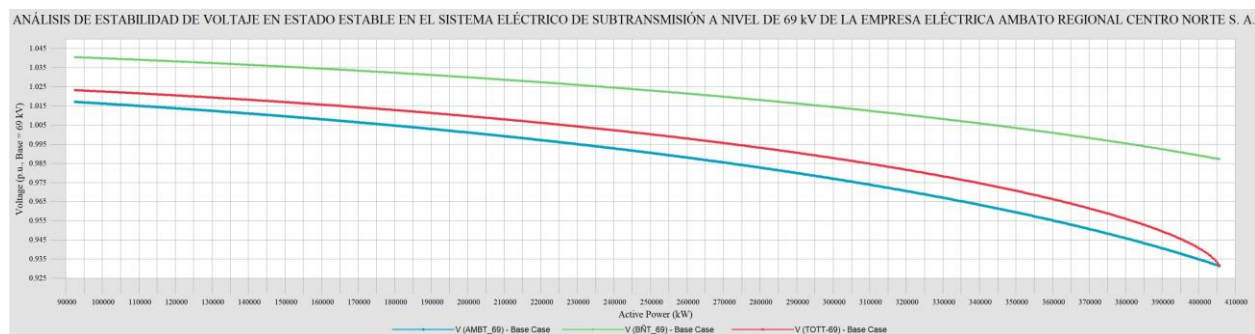


Figura 47. Curvas PV Puntos Frontera Ambato, Totoras y Baños – C. Radial

Mientras que en el subsistema Puyo se puede apreciar una **potencia total inicial de 14.1 MW** y su **punto de colapso de voltaje o punto de cargabilidad máxima es de 106 MW**.

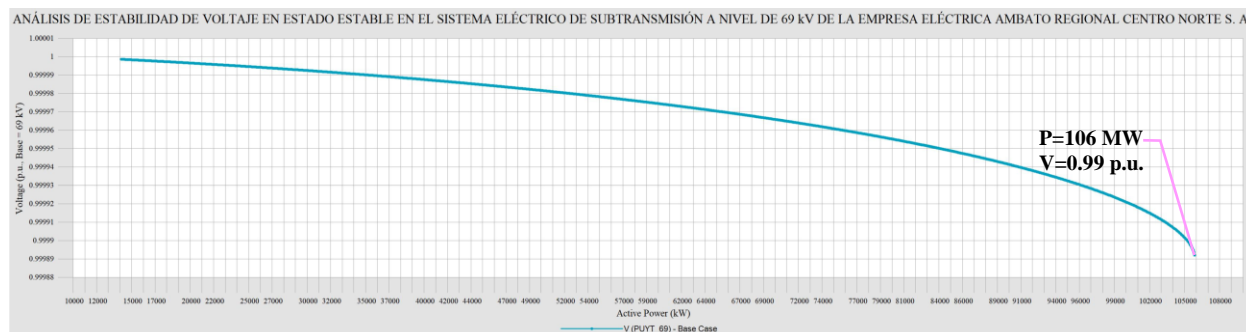


Figura 48. Curva PV de la Subestación Puyo Transelectric – C. Radial

Finalmente, en el subsistema Tena se puede apreciar una **potencia total inicial de 12.3 MW** y su **punto de colapso de voltaje o punto de cargabilidad máxima es de 102 MW**.

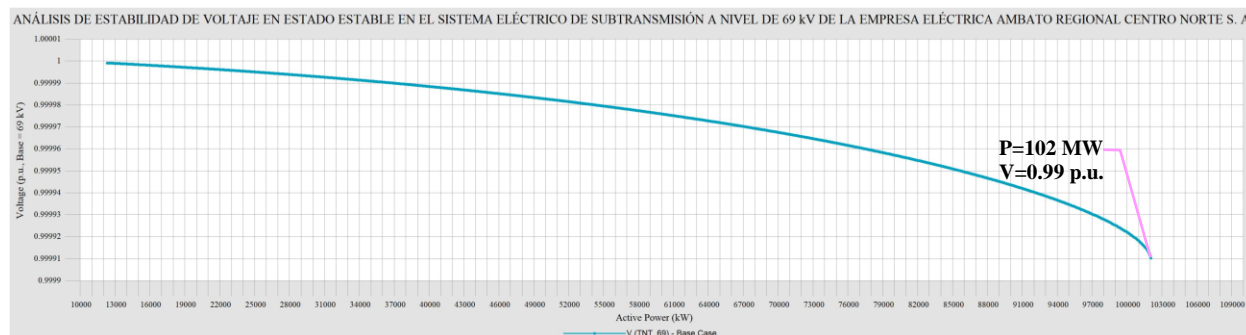


Figura 49. Curva PV de la Subestación Tena Transelectric – C. Radial

b. Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Radial

A continuación, se presentan las curvas PV correspondientes a todas las subestaciones del Sistema de Subtransmisión EEASA a nivel de 69 kV, en cada una de ellas se observa el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga en cada subsistema. Además, en consideración a lo establecido en la Regulación ARCONEL 005/18, con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, se resalta en cada una de las curvas PV el límite de cargabilidad total cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido, en este caso de 0.95 p.u. para barras de 69 kV.

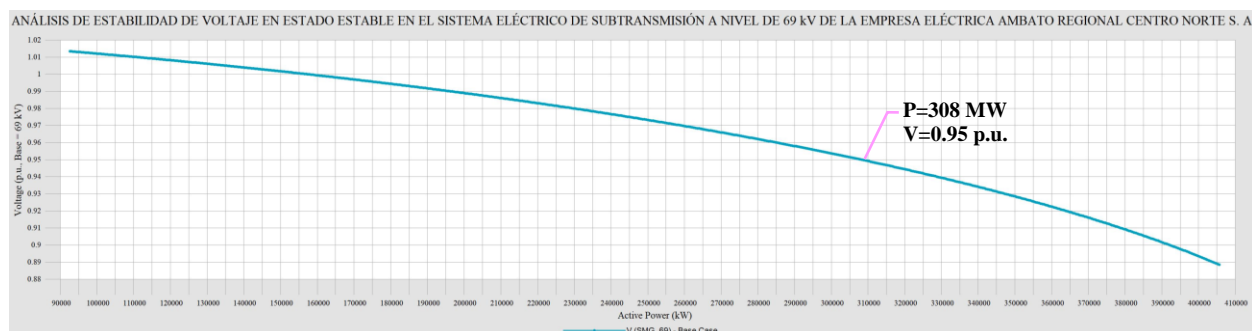


Figura 50. Curva PV de la Subestación Samanga 69 kV – C. Radial

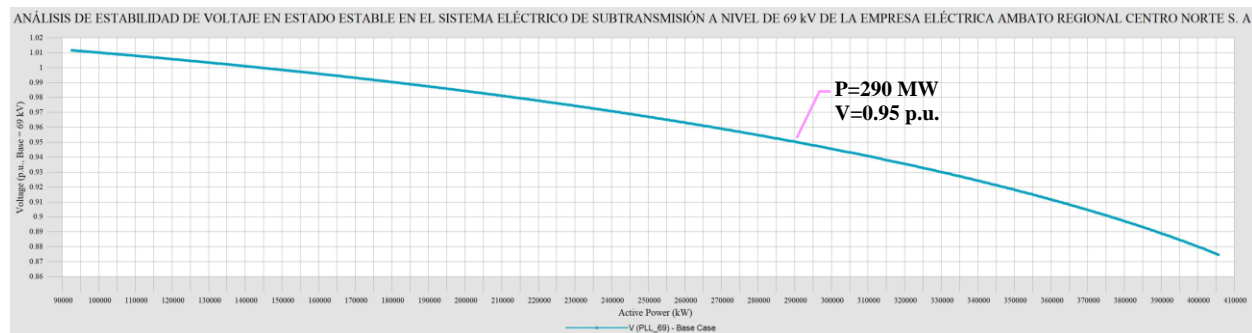


Figura 51. Curva PV de la Subestación Píllaro 69 kV – C. Radial

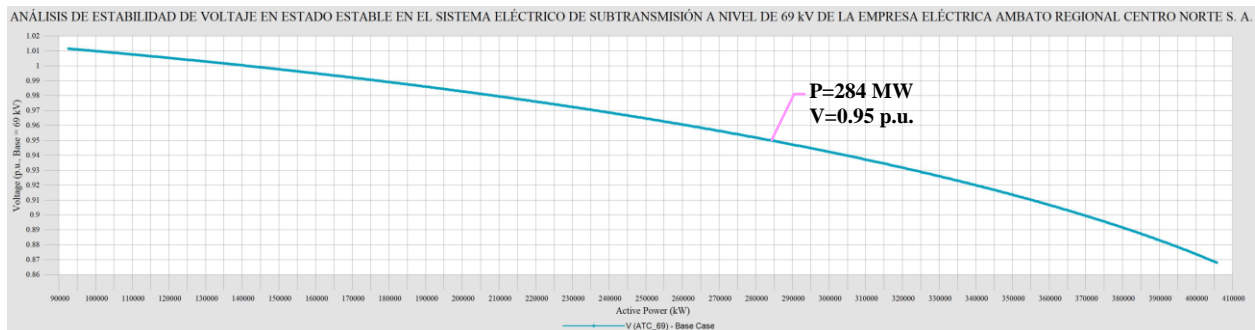


Figura 52. Curva PV de la Subestación Atocha 69 kV – C. Radial

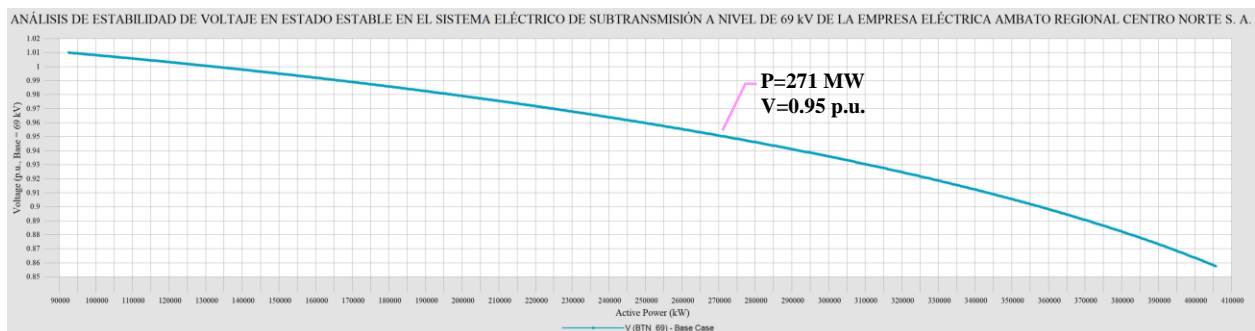


Figura 53. Curva PV de la Subestación Batán 69 kV – C. Radial

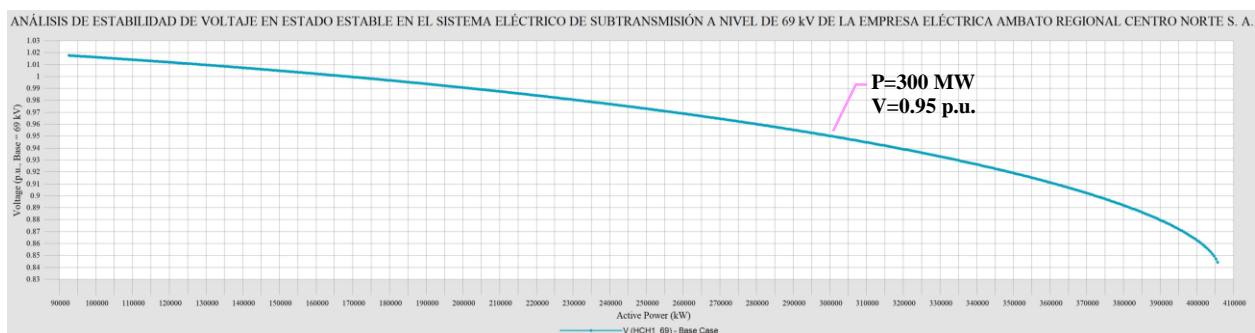


Figura 54. Curva PV de la Subestación Huachi 1 69 kV – C. Radial

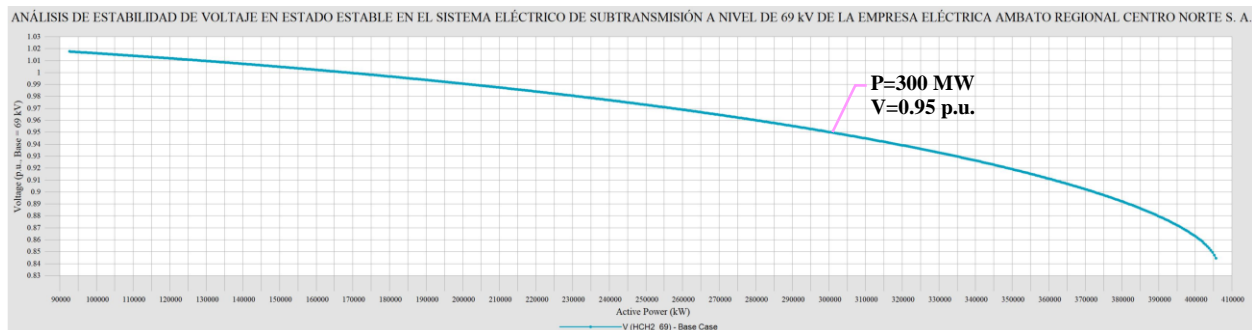


Figura 55. Curva PV de la Subestación Huachi 2 69 kV – C. Radial

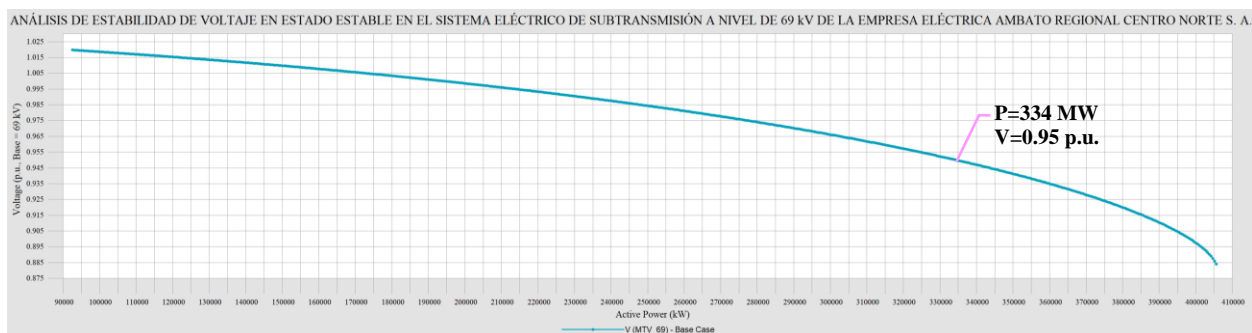


Figura 56. Curva PV de la Subestación Montalvo 69 kV – C. Radial

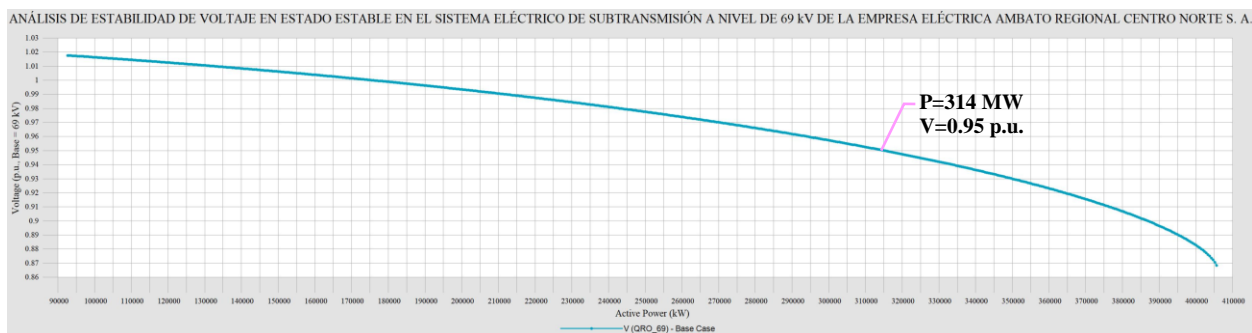


Figura 57. Curva PV de la Subestación Quero 69 kV – C. Radial

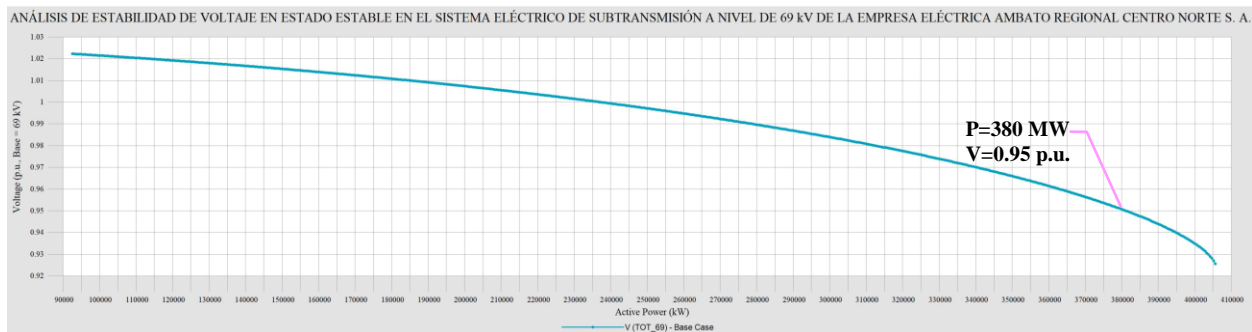


Figura 58. Curva PV de la Subestación Totoras 69 kV – C. Radial

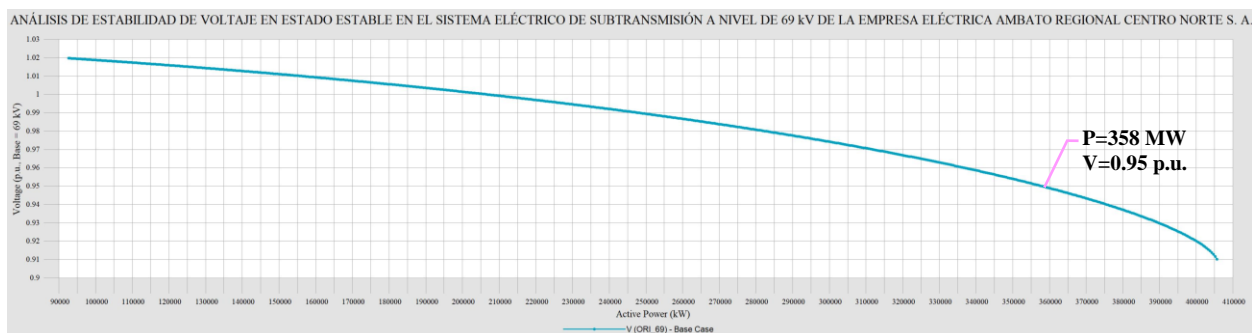


Figura 59. Curva PV de la Subestación Oriente 69 kV – C. Radial

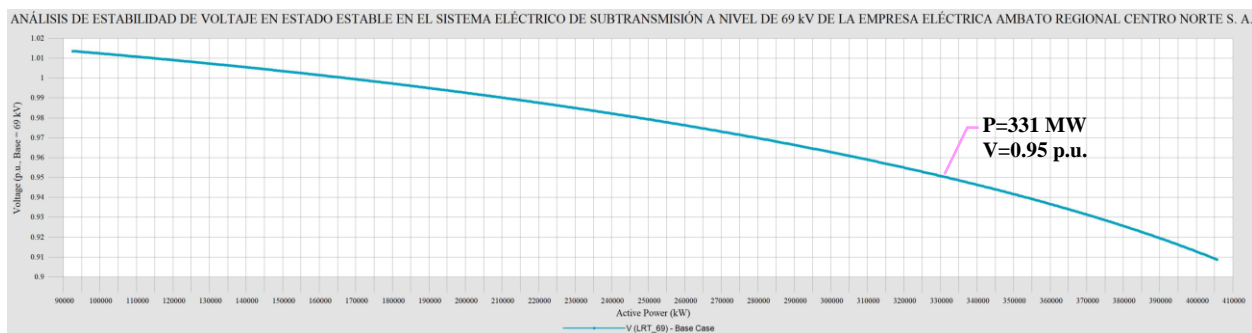


Figura 60. Curva PV de la Subestación Loreto 69 kV – C. Radial

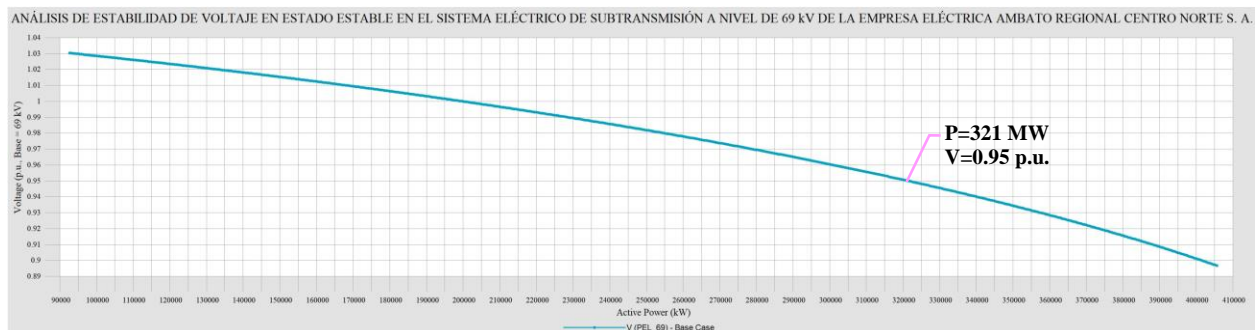


Figura 61. Curva PV de la Subestación Pelileo 69 kV – C. Radial

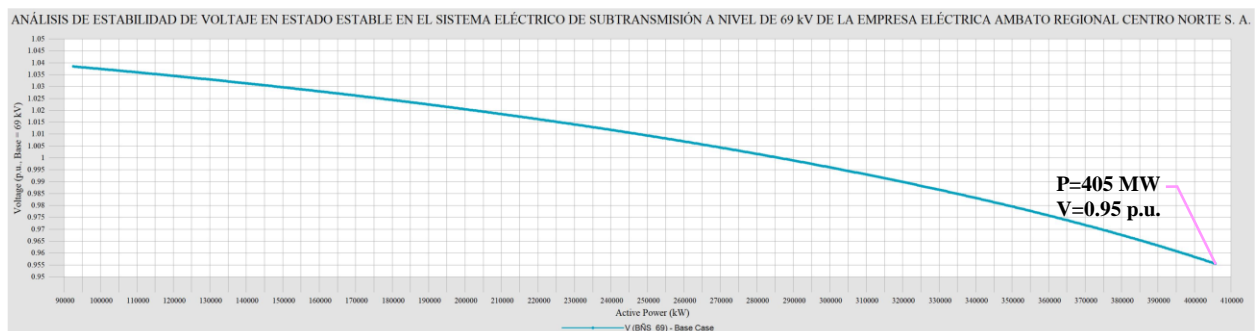


Figura 62. Curva PV de la Subestación Baños 69 kV – C. Radial

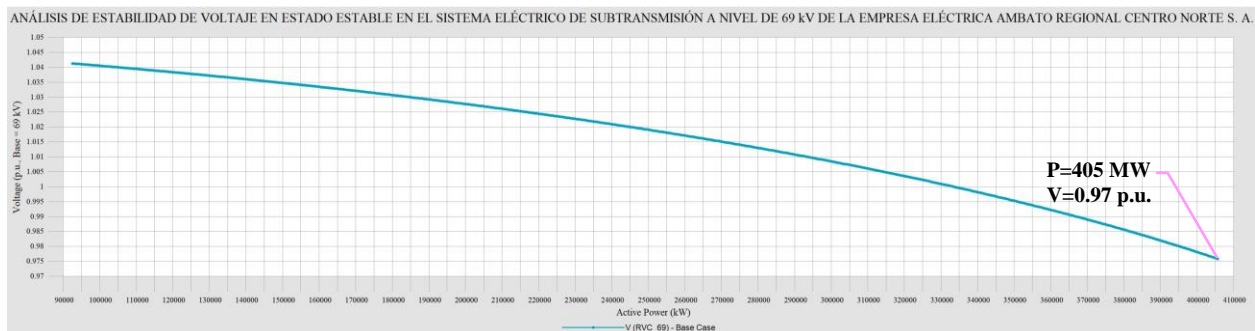


Figura 63. Curva PV de la Subestación Río Verde Chico 69 kV

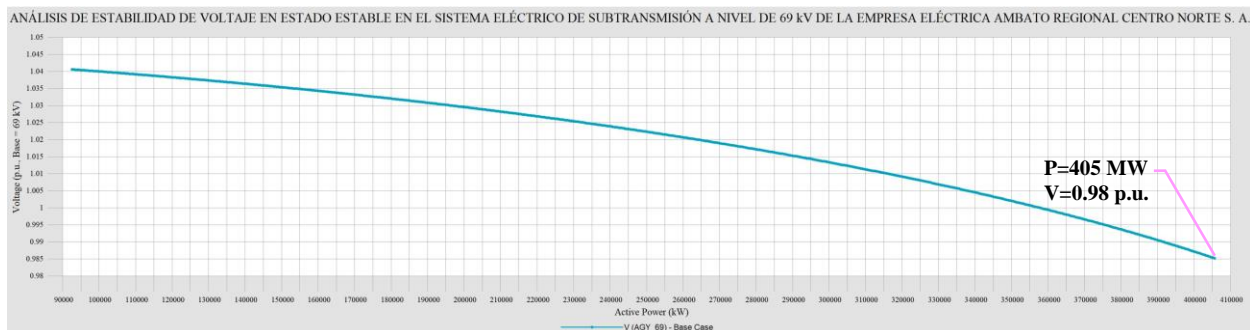


Figura 64. Curva PV de la Subestación Agoyán 69 kV – C. Radial

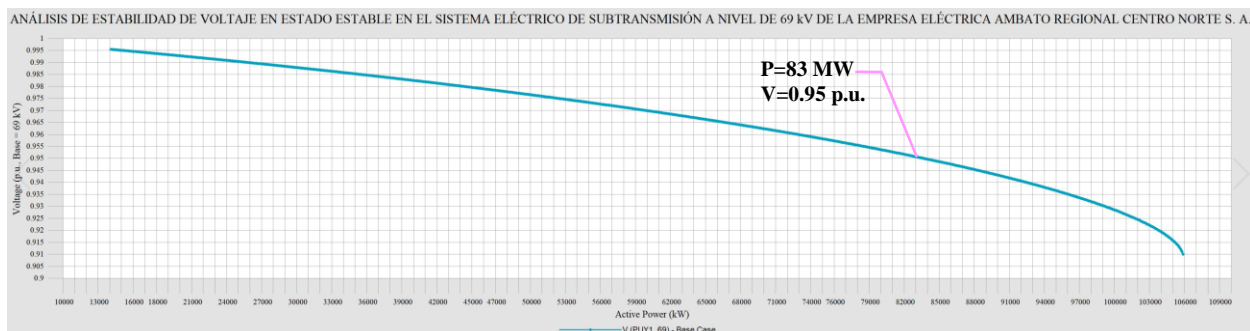


Figura 65. Curva PV de la Subestación Puyo 1 69 kV – C. Radial

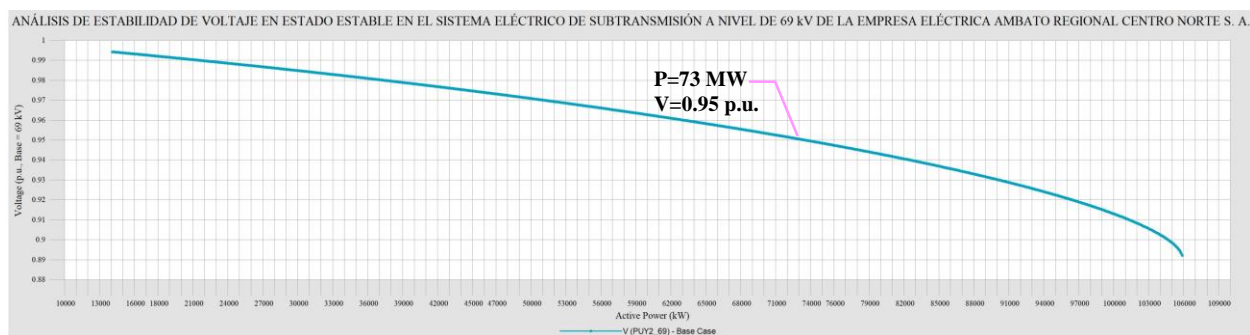


Figura 66. Curva PV de la Subestación Puyo 2 69 kV – C. Radial

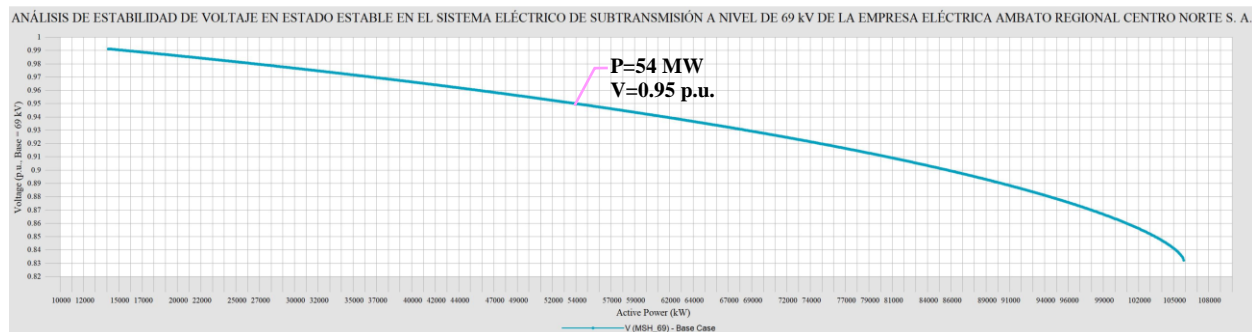


Figura 67. Curva PV de la Subestación Mushullacta 69 kV – C. Radial

Adicionalmente, se incluyen las curvas PV de las subestaciones de 69 kV EEASA mostradas de forma conjunta como se puede apreciar en la Figura 68.

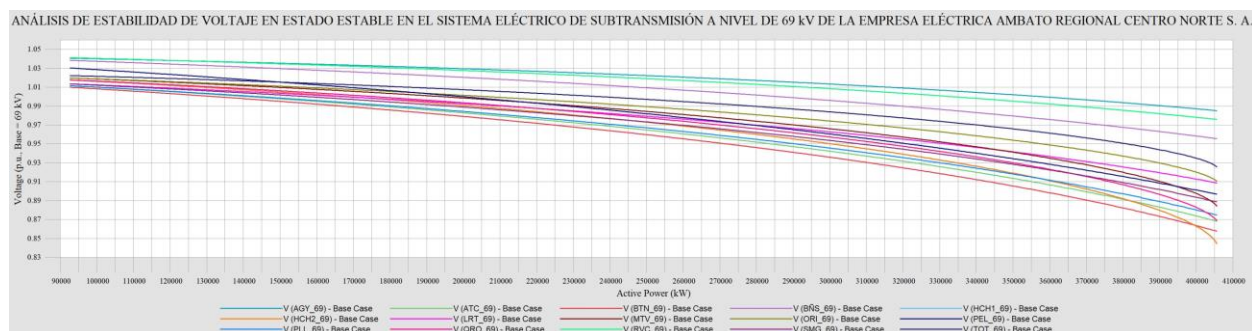


Figura 68. Curvas PV 69 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Radial

c. Curvas PV en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Radial

A continuación, se presentan las curvas PV correspondientes a todas las subestaciones del Sistema de Subtransmisión EEASA a nivel de 13.8 kV, en cada una de ellas se observa el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga en cada subsistema. Además, en consideración a lo establecido en la Regulación ARCONEL 005/18, con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, se resalta en cada una de las curvas PV el límite de cargabilidad total cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido, en este caso de 0.94 p.u. para barras de 13.8 kV.

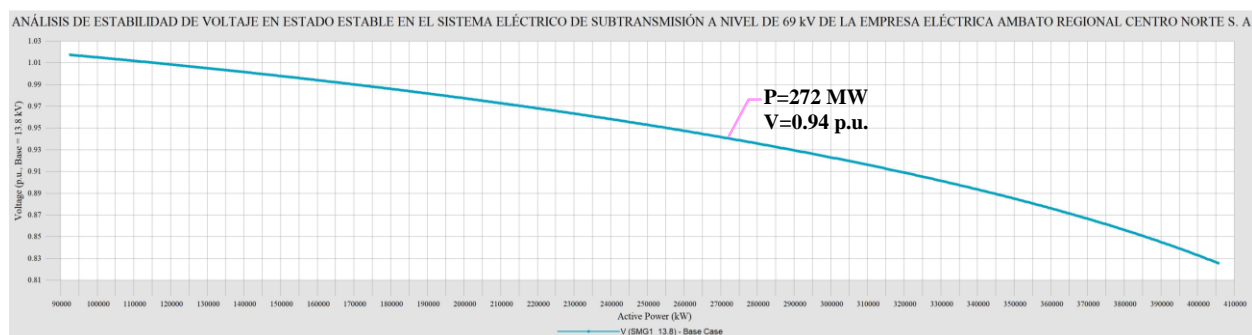


Figura 69. Curva PV de la Subestación Samanga 1 13.8 kV – C. Radial

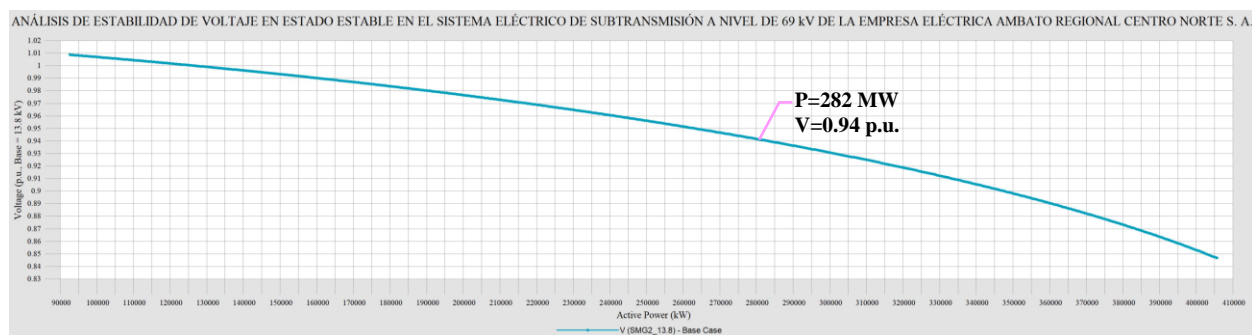


Figura 70. Curva PV de la Subestación Samanga 2 13.8 kV – C. Radial

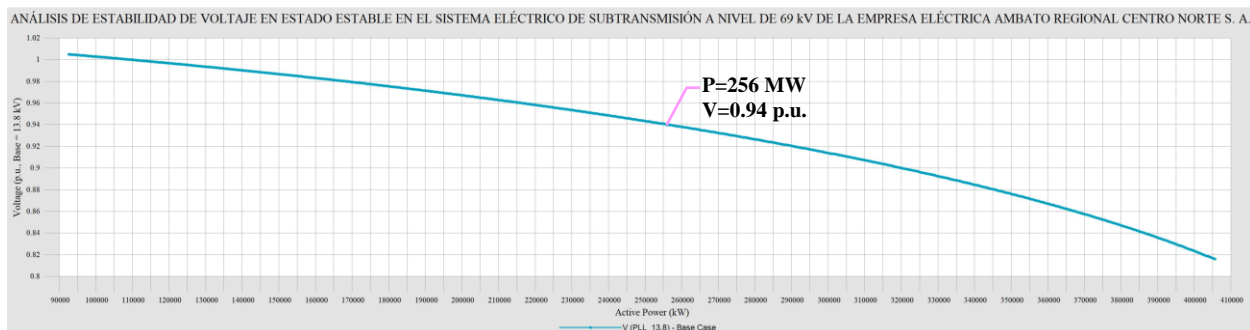


Figura 71. Curva PV de la Subestación Píllaro 13.8kV – C. Radial

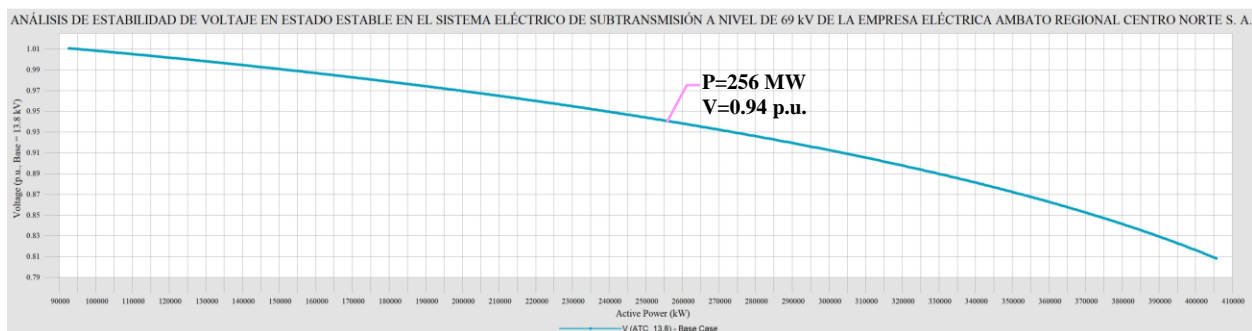


Figura 72. Curva PV de la Subestación Atocha 13.8 kV – C. Radial

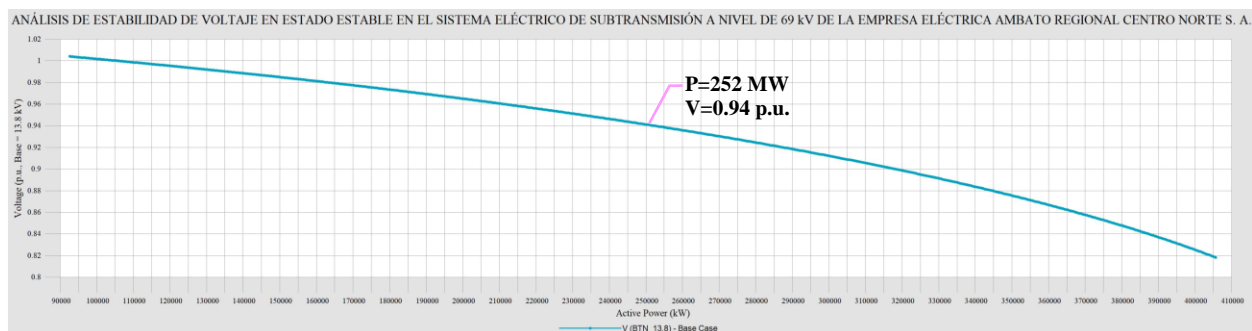


Figura 73. Curva PV de la Subestación Batán 13.8 kV – C. Radial

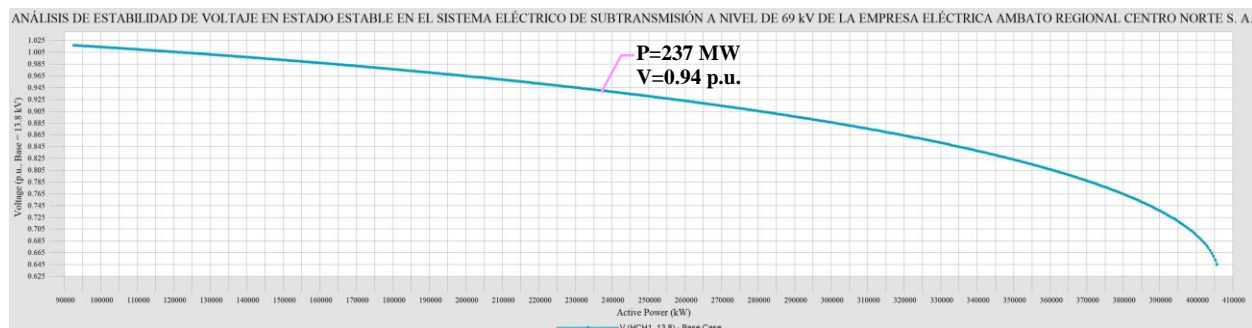


Figura 74. Curva PV de la Subestación Huachi 1 13.8 kV – C. Radial

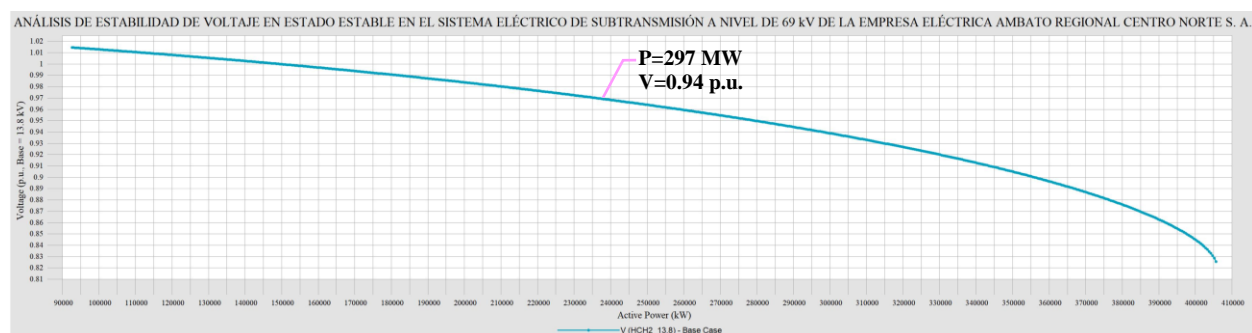


Figura 75. Curva PV de la Subestación Huachi 2 13.8 kV – C. Radial

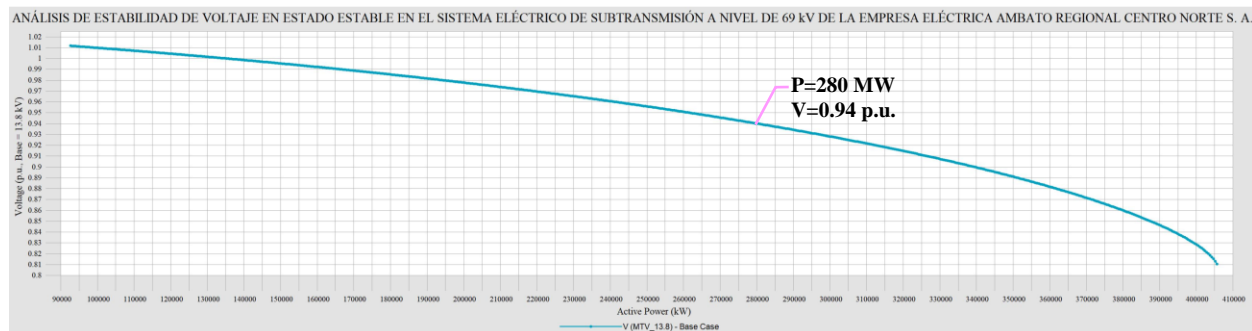


Figura 76. Curva PV de la Subestación Montalvo 13.8 kV – C. Radial

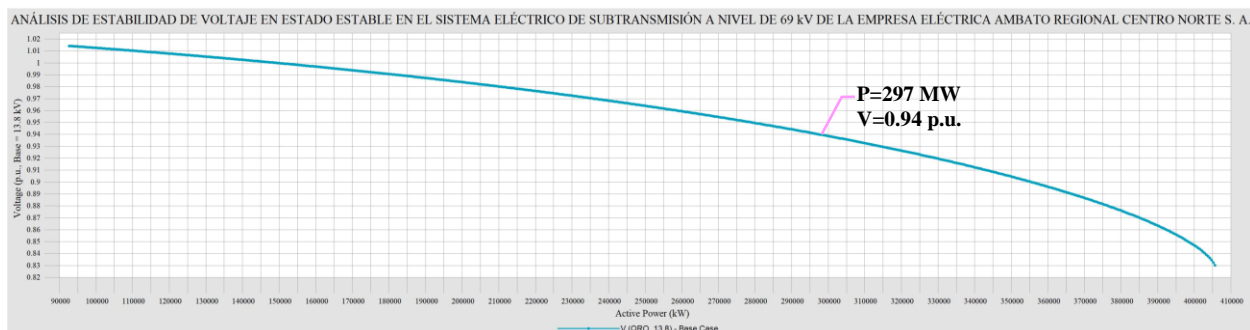


Figura 77. Curva PV de la Subestación Quero 13.8 kV – C. Radial

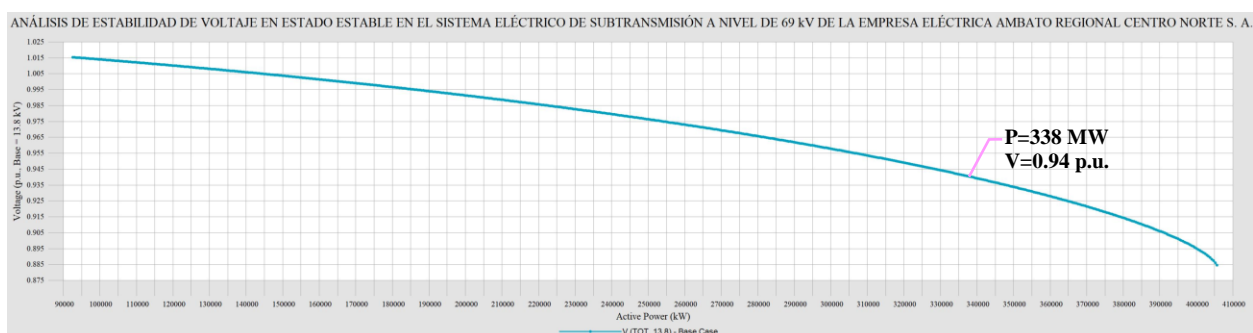


Figura 78. Curva PV de la Subestación Totoras 13.8 kV – C. Radial

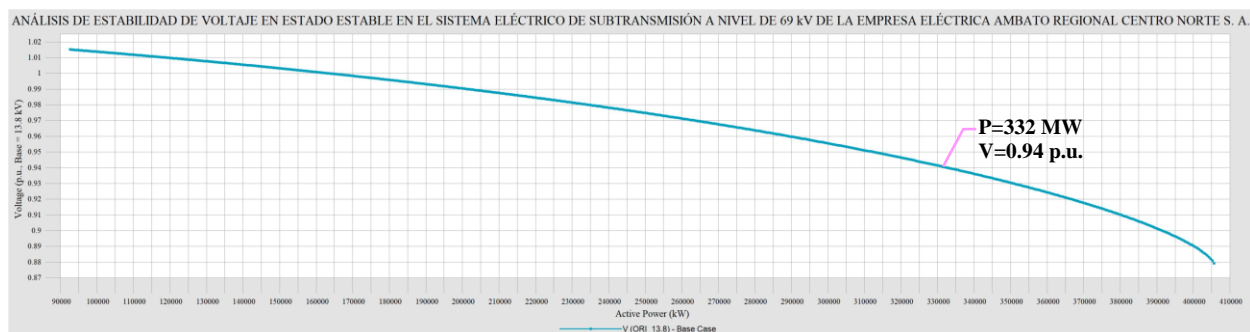


Figura 79. Curva PV de la Subestación Oriente 13.8 kV – C. Radial

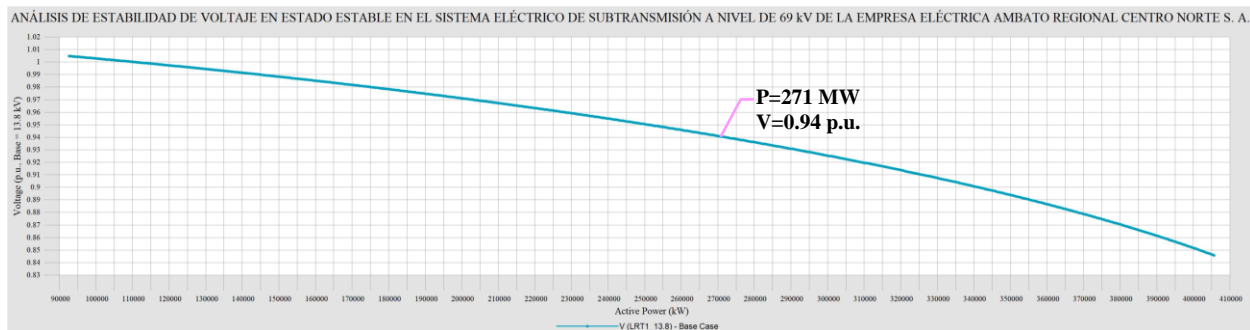


Figura 80. Curva PV de la Subestación Loreto 1 13.8 kV – C. Radial

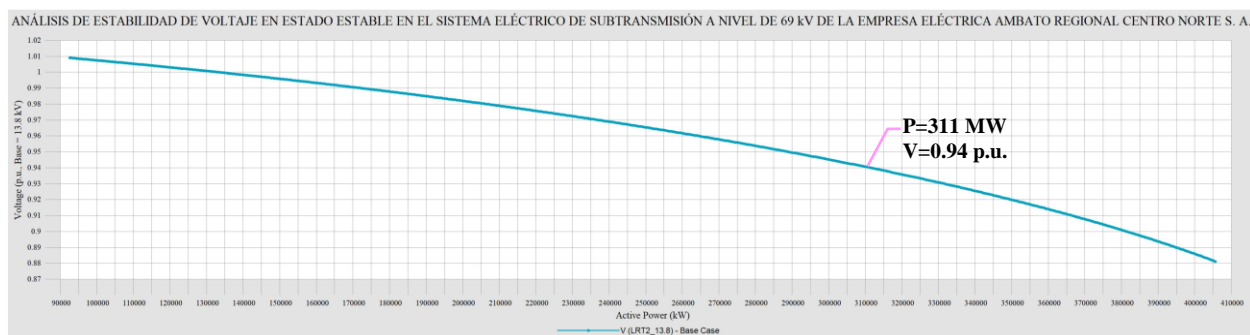


Figura 81. Curva PV de la Subestación Loreto 2 13.8 kV – C. Radial

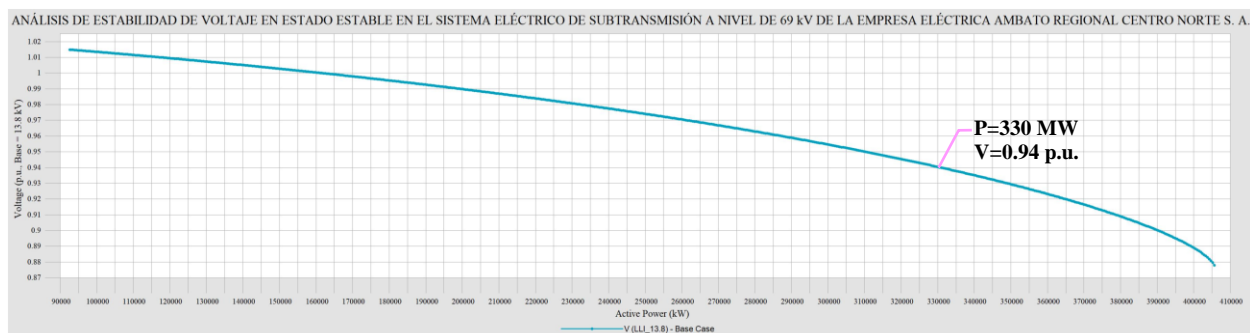


Figura 82. Curva PV de la Subestación Lligua 13.8 kV – C. Radial

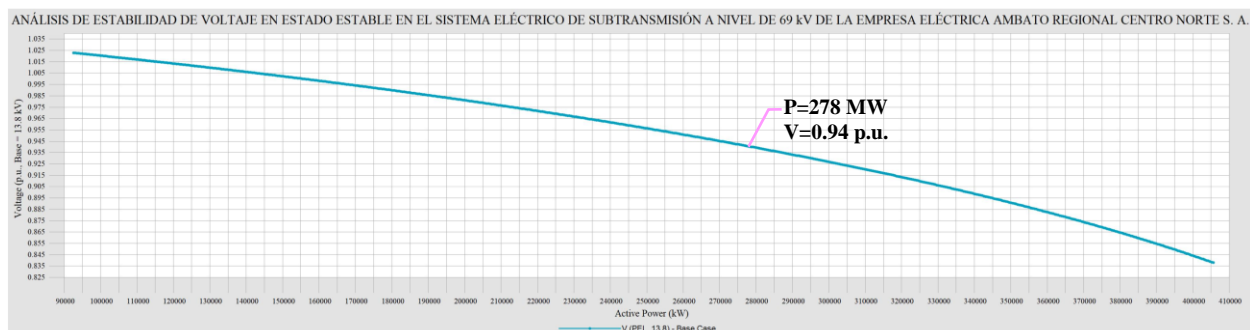


Figura 83. Curva PV de la Subestación Pelileo 13.8 kV – C. Radial

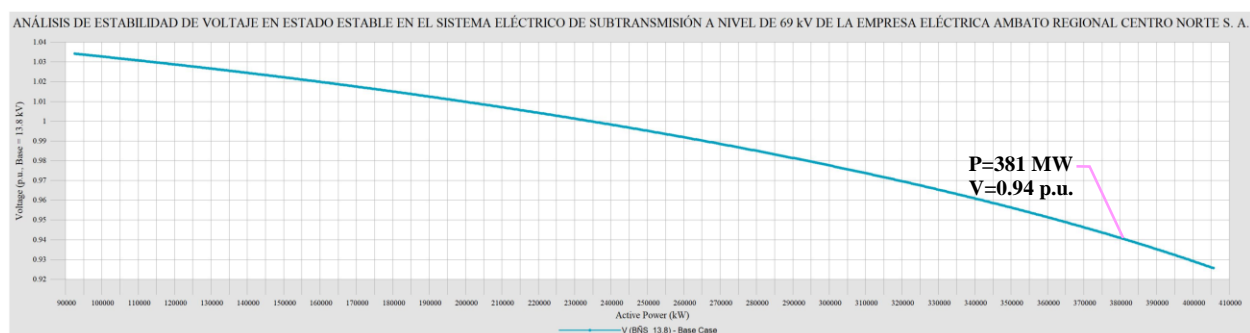


Figura 84. Curva PV de la Subestación Baños 13.8 kV – C. Radial

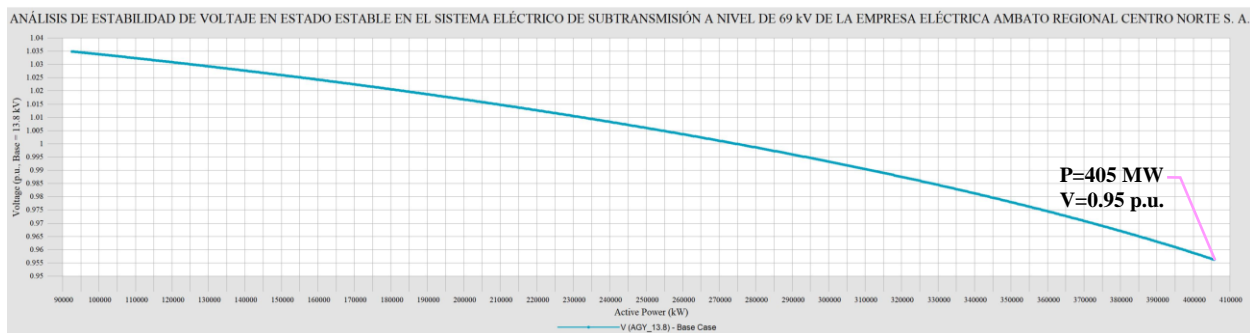


Figura 85. Curva PV de la Subestación Agoyán 13.8 kV – C. Radial

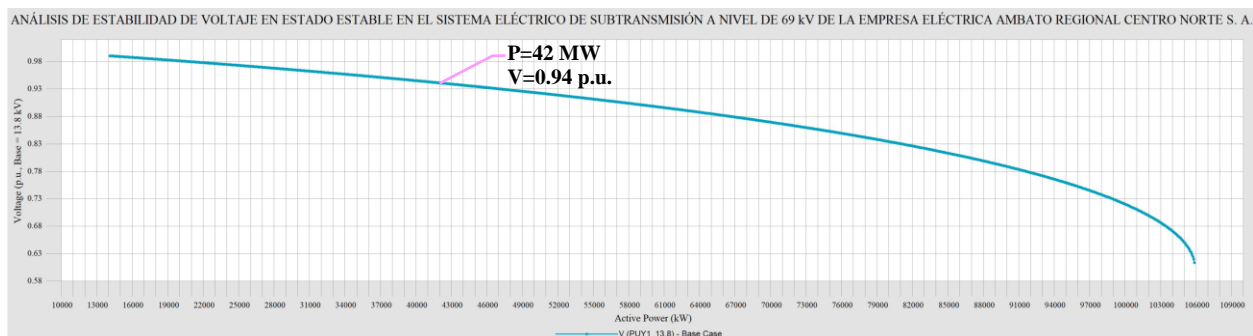


Figura 86. Curva PV de la Subestación Puyo 1 13.8 kV – C. Radial

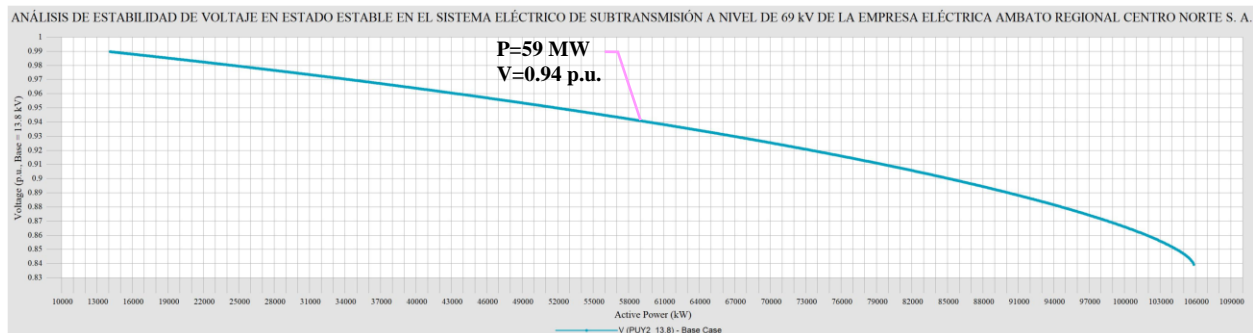


Figura 87. Curva PV de la Subestación Puyo 2 13.8 kV – C. Radial

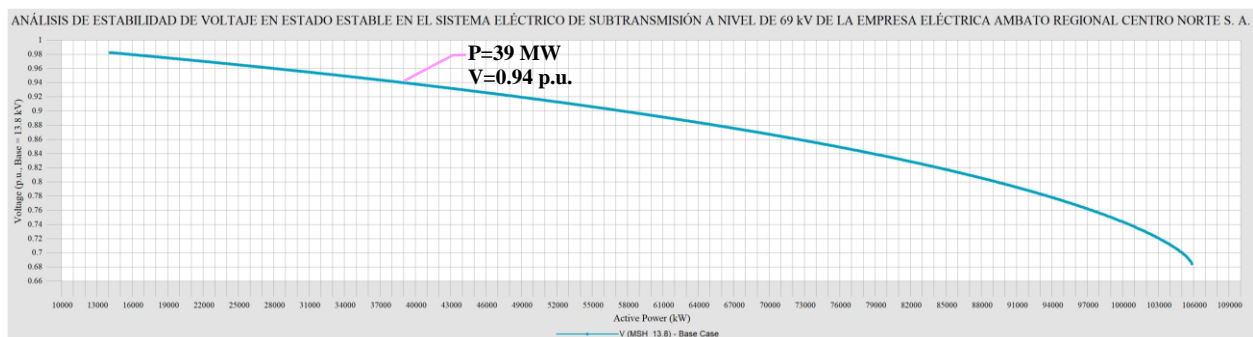


Figura 88. Curva PV de la Subestación Mushullacta 13.8 kV – C. Radial

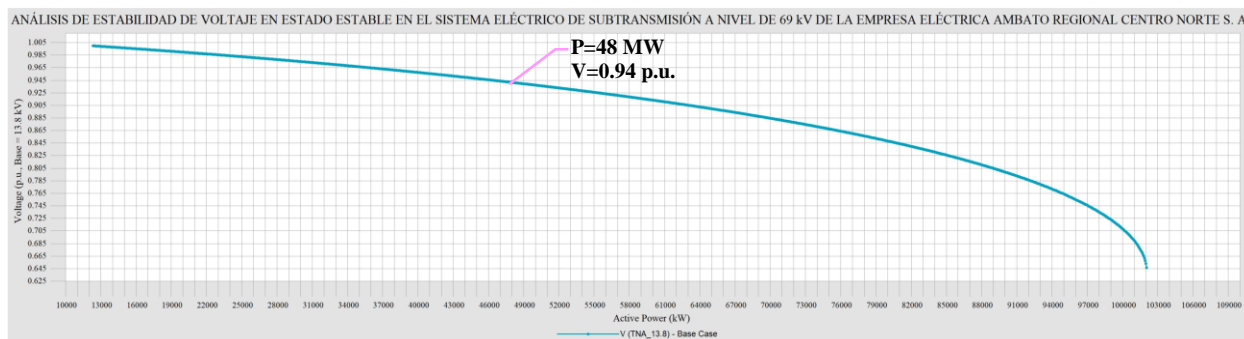


Figura 89. Curva PV de la Subestación Tena 13.8 kV – C. Radial

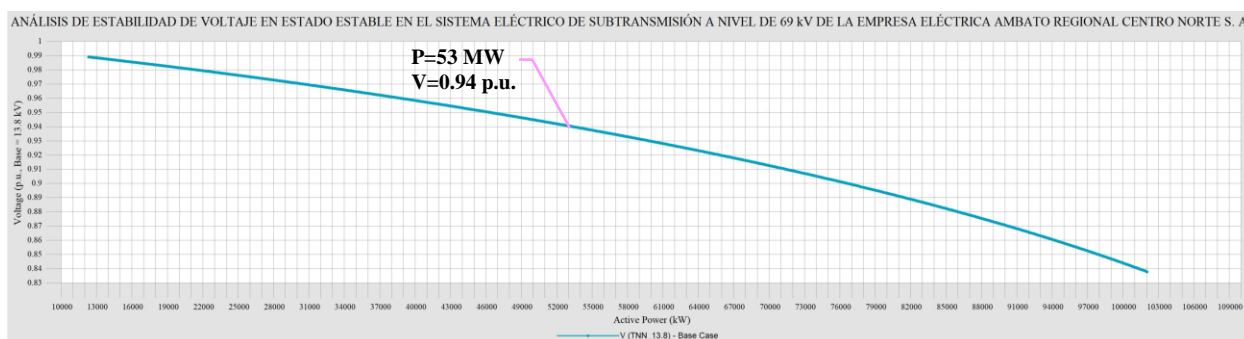


Figura 90. Curva PV de la Subestación Tena Norte 13.8 kV – C. Radial

Adicionalmente, se incluyen las curvas PV de las subestaciones de 13.8 kV EEASA mostradas de forma conjunta como se puede apreciar en la Figura 91.

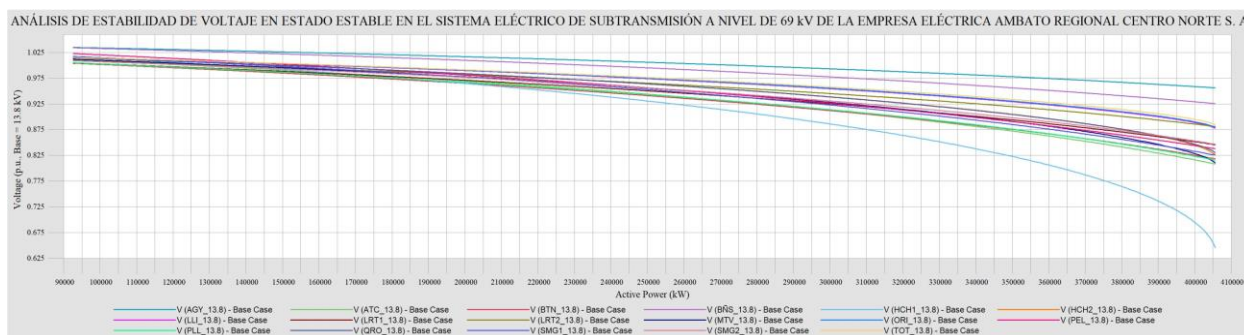


Figura 91. Curvas PV 13.8 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Radial

5.5.2. Obtención de Curvas PV en Condiciones de Operación – C. Mallada

El presente apartado contiene el desarrollo de la propuesta aplicada en el Sistema de Subtransmisión EEASA en configuración mallada para el subsistema principal.

a. Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones TRANSELECTRIC – C. Mallada

A continuación, se presentan las curvas PV correspondientes a los puntos frontera como son S/E's Ambato, Totoras y Baños TRANSELECTRIC, en ellas se observa el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga. Además, en consideración a lo establecido en la Regulación ARCONEL 005/18, con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, se resalta en cada una de las curvas PV el límite de cargabilidad total cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido, en este caso de 0.95 p.u. para barras de 69 kV.

Se encuentran los puntos frontera Ambato, Baños y Totoras, donde se puede apreciar una **potencia inicial de 92.6 MW** y su **punto de colapso de voltaje o punto de cargabilidad máxima** es de **410 MW**.

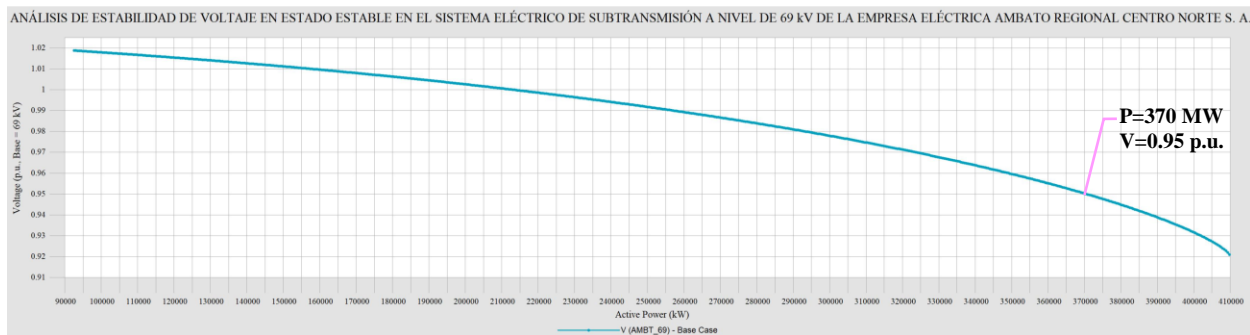


Figura 92. Curva PV de la Subestación Ambato Transelectric 69 kV – C. Mallada

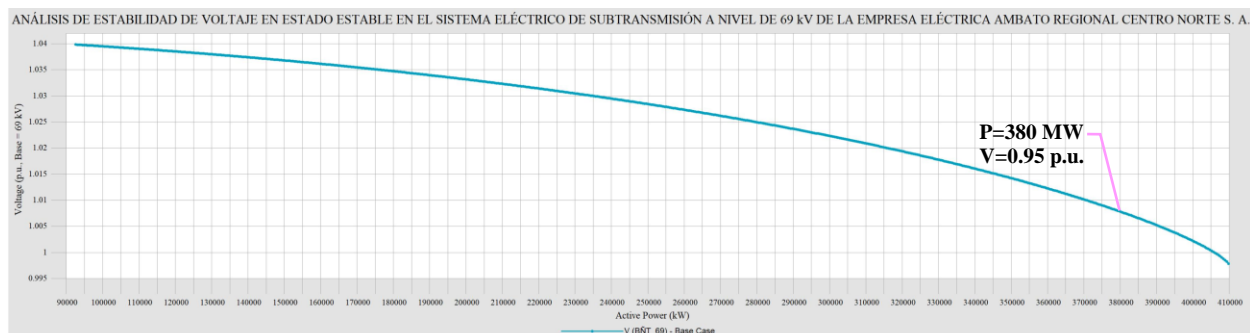


Figura 93. Curva PV de la Subestación Baños Transelectric 69 kV – C. Mallada

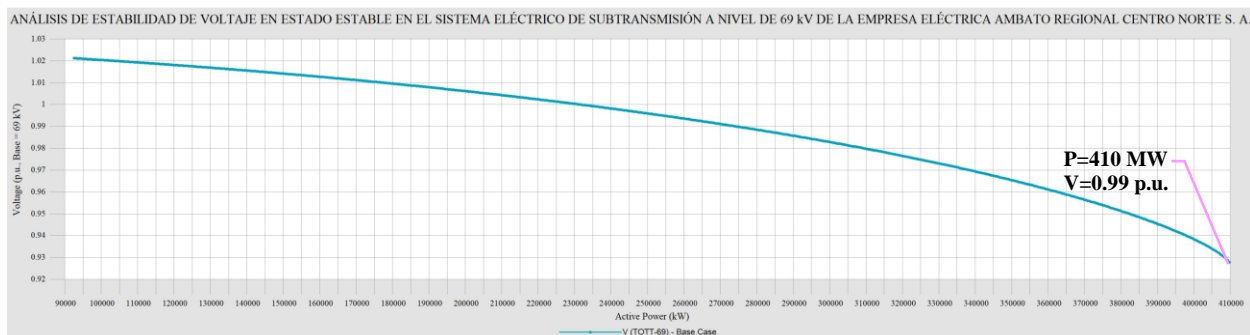


Figura 94. Curva PV de la Subestación Totoras Transelectric 69 kV – C. Mallada

Adicionalmente, se incluyen las curvas PV de los tres puntos frontera mostrados de forma conjunta como se puede apreciar en la Figura 94.

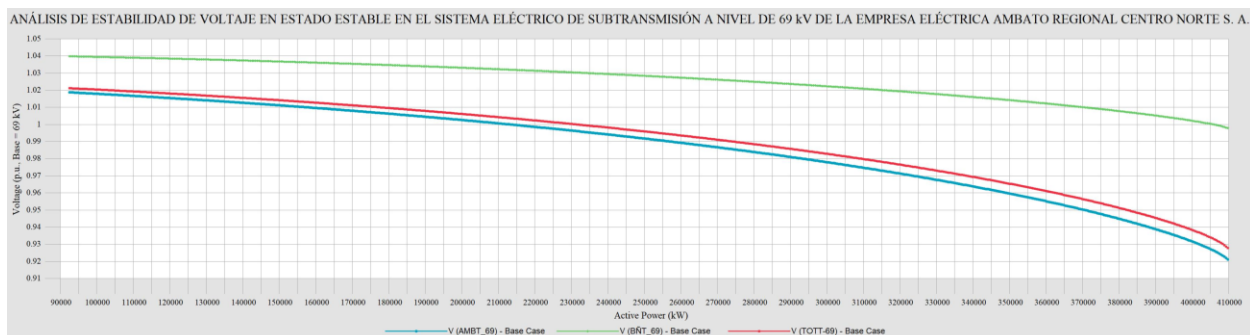


Figura 95. Curvas PV Puntos Frontera Ambato, Totoras y Baños – C. Mallada

b. Curvas PV en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada

A continuación, se presentan las curvas PV correspondientes a las subestaciones del Sistema de Subtransmisión EEASA a nivel de 69 kV del subsistema principal, en cada una de ellas se observa el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga. Además, en consideración a lo establecido en la Regulación ARCONEL 005/18, con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, se resalta en cada una de las curvas PV el límite de cargabilidad total cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido, en este caso de 0.95 p.u. para barras de 69 kV.

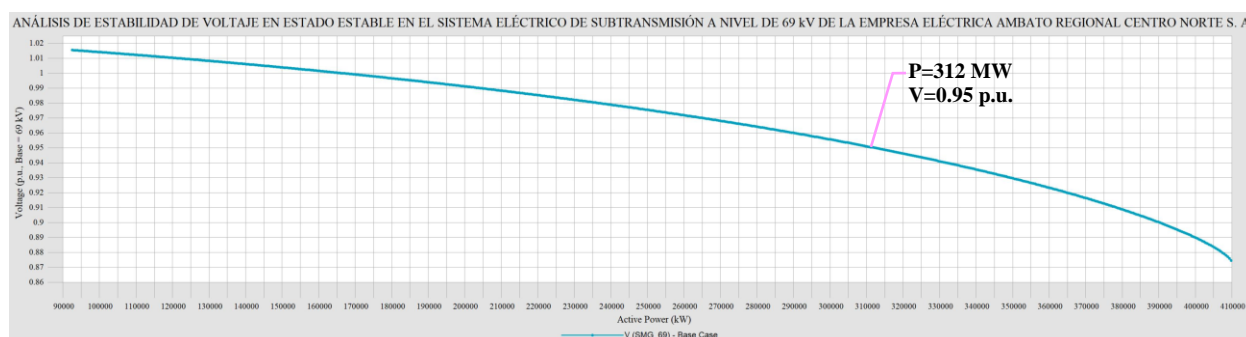


Figura 96. Curva PV de la Subestación Samanga 69 kV – C. Mallada

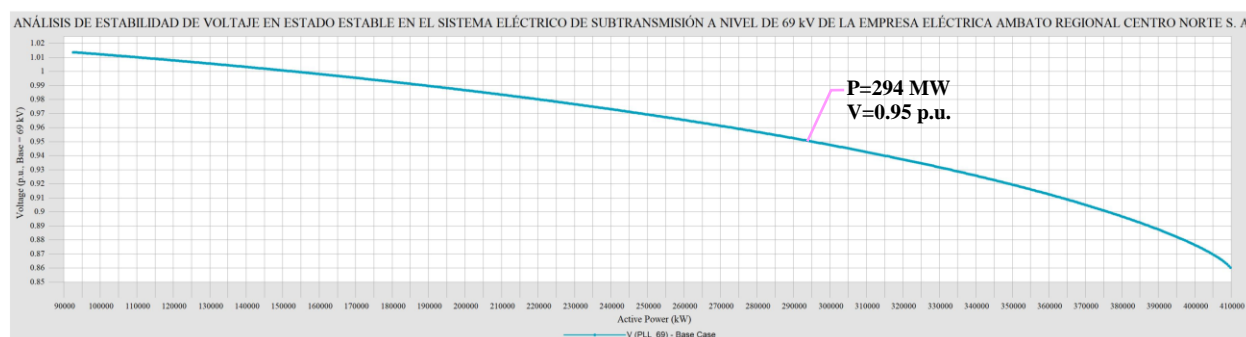


Figura 97. Curva PV de la Subestación Píllaro 69 kV – C. Mallada

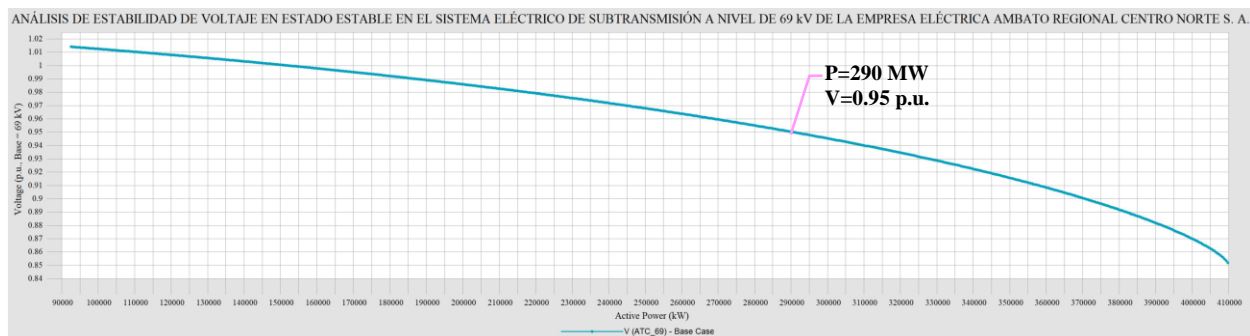


Figura 98. Curva PV de la Subestación Atocha 69 kV – C. Mallada

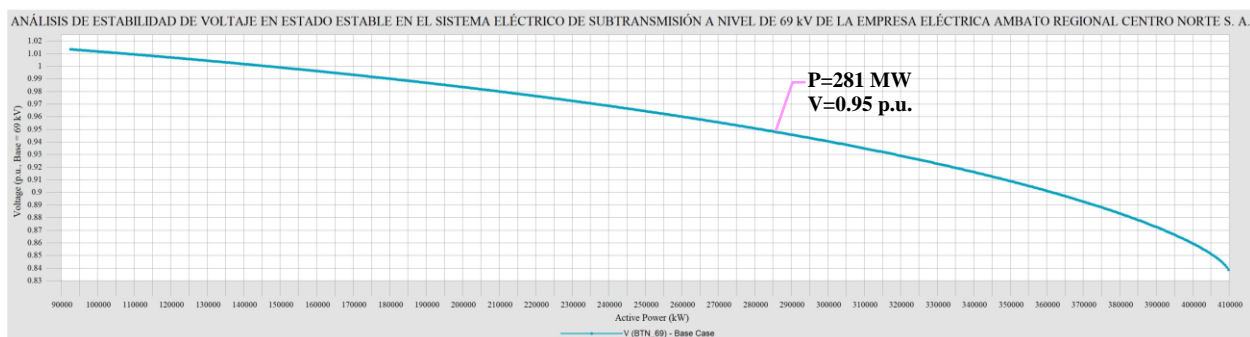


Figura 99. Curva PV de la Subestación Batán 69 kV – C. Mallada

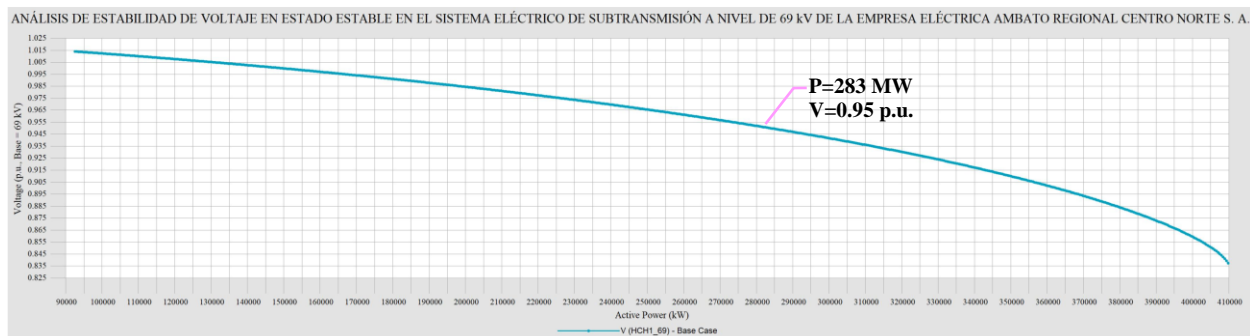


Figura 100. Curva PV de la Subestación Huachi 1 69 kV – C. Mallada

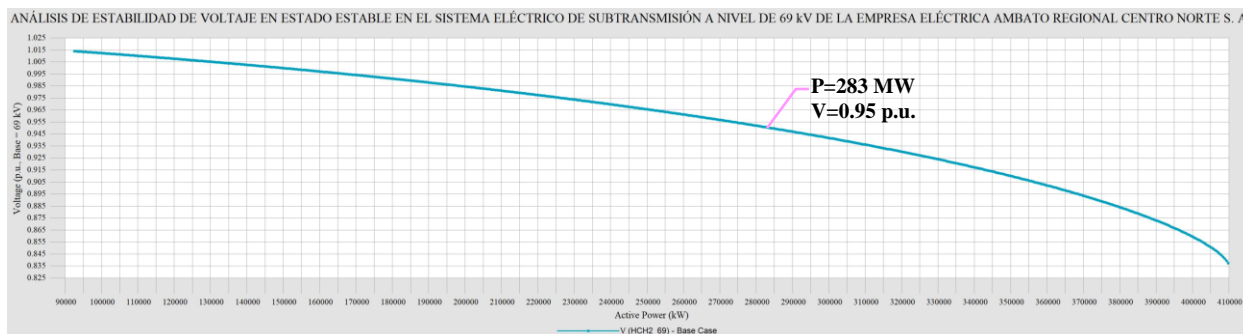


Figura 101. Curva PV de la Subestación Huachi 2 69 kV – C. Mallada

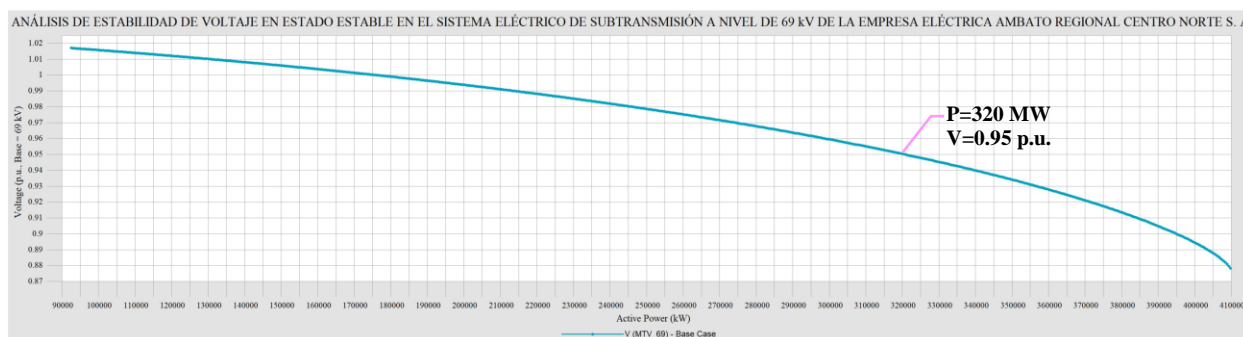


Figura 102. Curva PV de la Subestación Montalvo 69 kV – C. Mallada

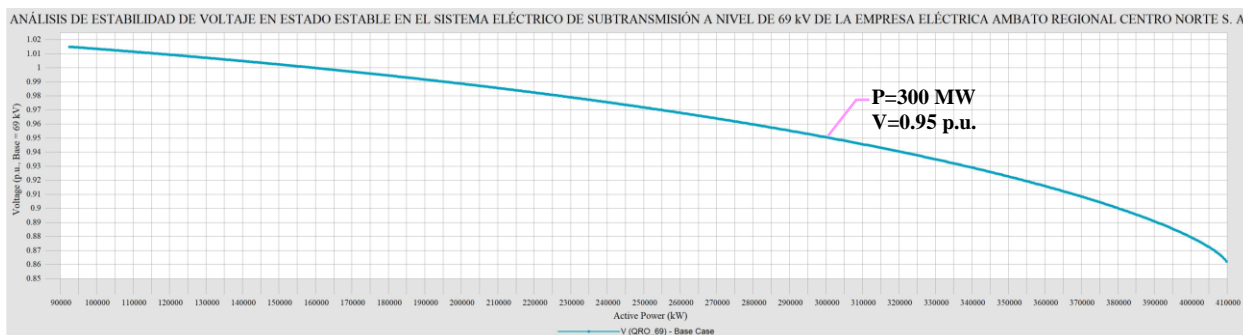


Figura 103. Curva PV de la Subestación Quero 69 kV – C. Mallada

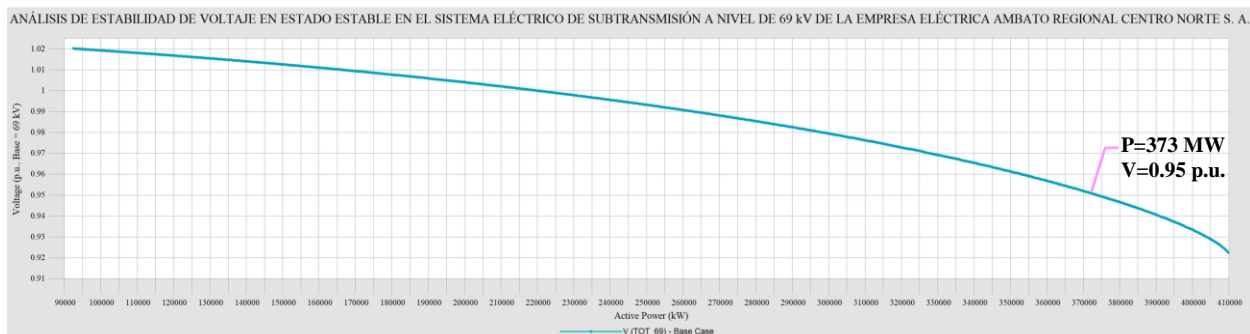


Figura 104. Curva PV de la Subestación Totoras 69 kV – C. Mallada

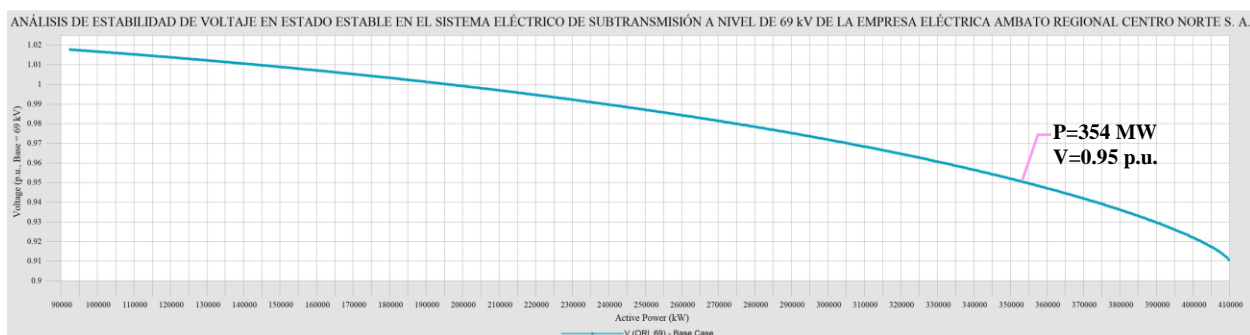


Figura 105. Curva PV de la Subestación Oriente 69 kV – C. Mallada

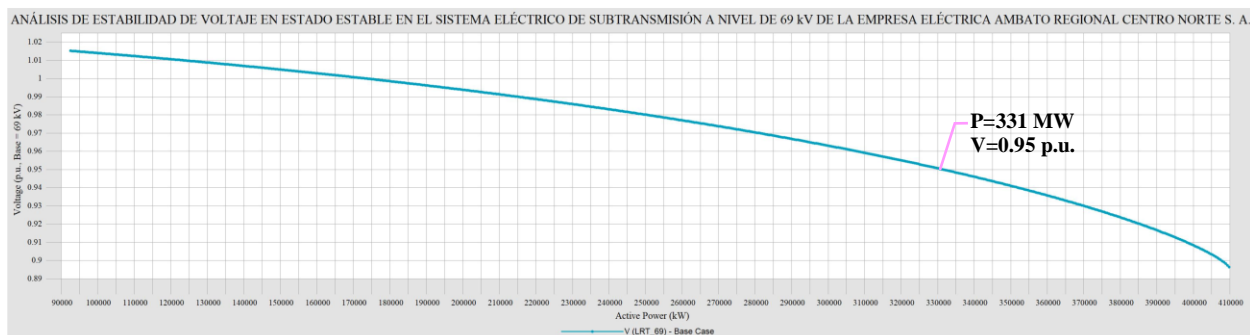


Figura 106. Curva PV de la Subestación Loreto 69 kV – C. Mallada

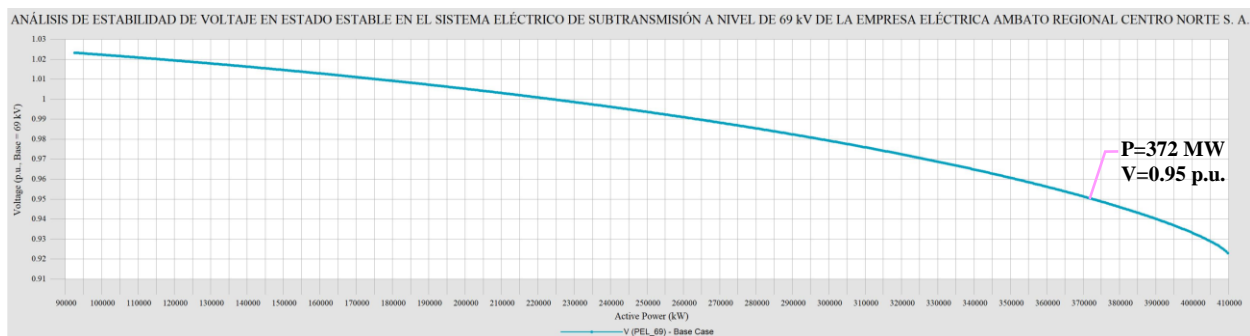


Figura 107. Curva PV de la Subestación Pelileo 69 kV – C. Mallada

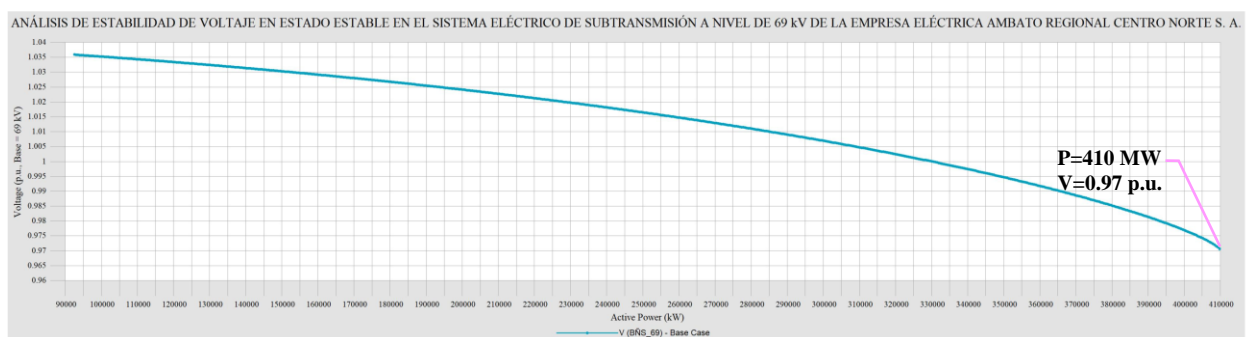


Figura 108. Curva PV de la Subestación Baños 69 kV – C. Mallada

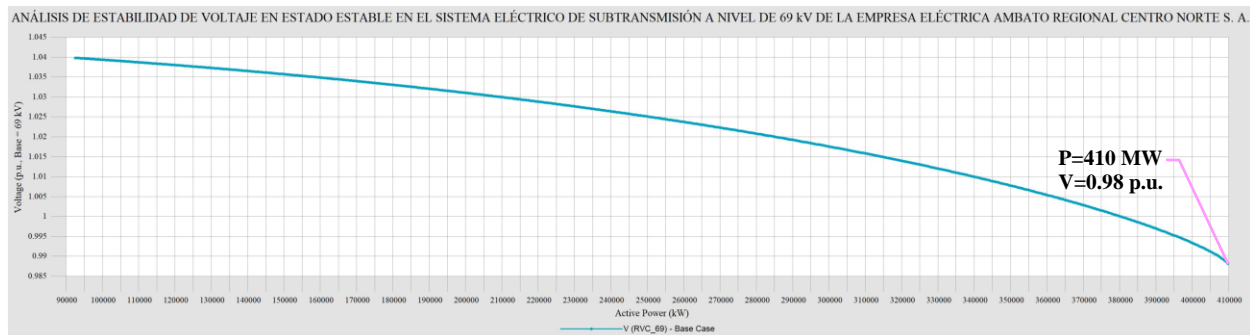


Figura 109. Curva PV de la Subestación Río Verde Chico 69 kV – C. Mallada

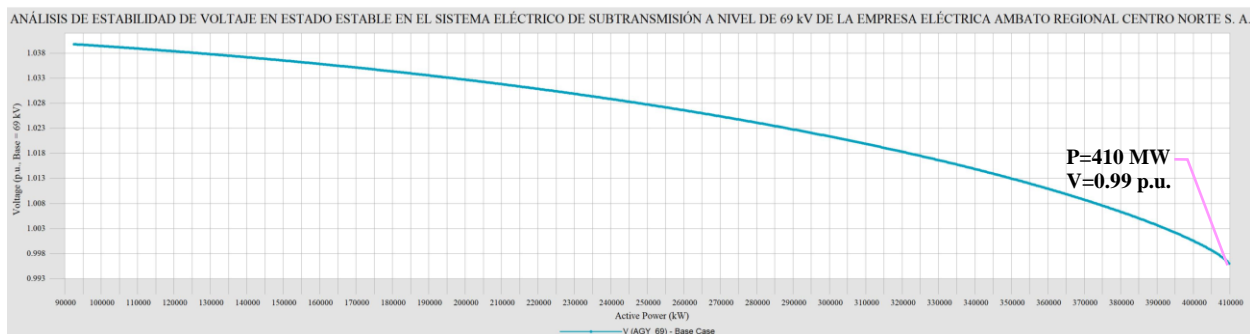


Figura 110. Curva PV de la Subestación Agoyán 69 kV – C. Mallada

Adicionalmente, se incluyen las curvas PV de las subestaciones de 69 kV EEASA mostradas de forma conjunta como se puede apreciar en la Figura 111.

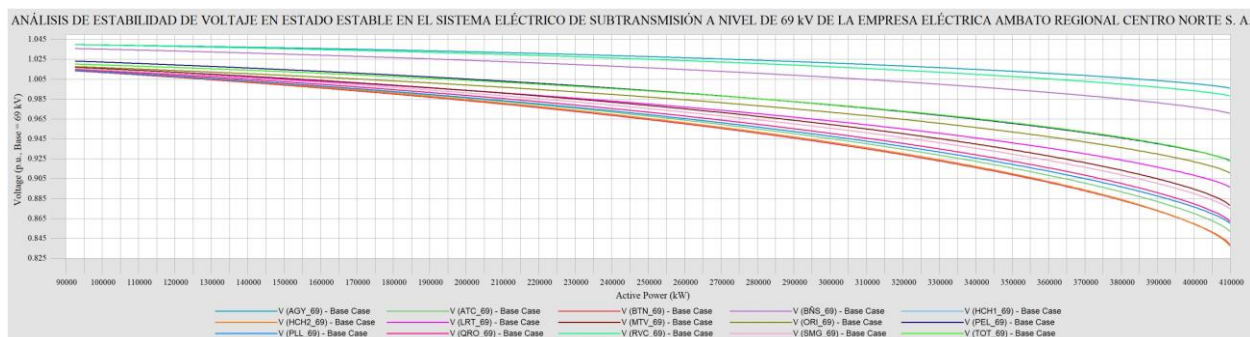


Figura 111. Curvas PV 69 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Mallada

c. Curvas PV en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada

A continuación, se presentan las curvas PV correspondientes a las subestaciones del Sistema de Subtransmisión EEASA a nivel de 13.8 kV del subsistema principal, en cada una de ellas se observa el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga. Además, en consideración a lo establecido en la Regulación ARCONEL 005/18, con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, se resalta en cada una de las curvas PV el límite de cargabilidad total cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido, en este caso de 0.94 p.u. para barras de 13.8 kV.

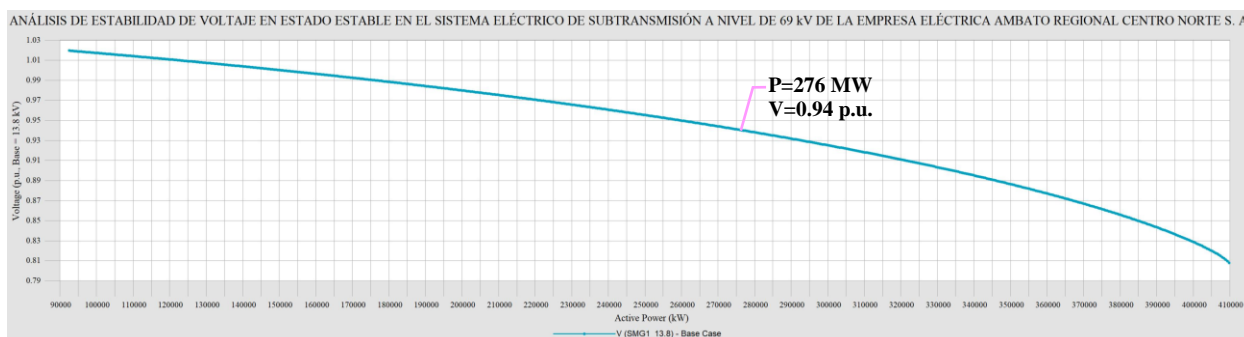


Figura 112. Curva PV de la Subestación Samanga 1 13.8 kV – C. Mallada

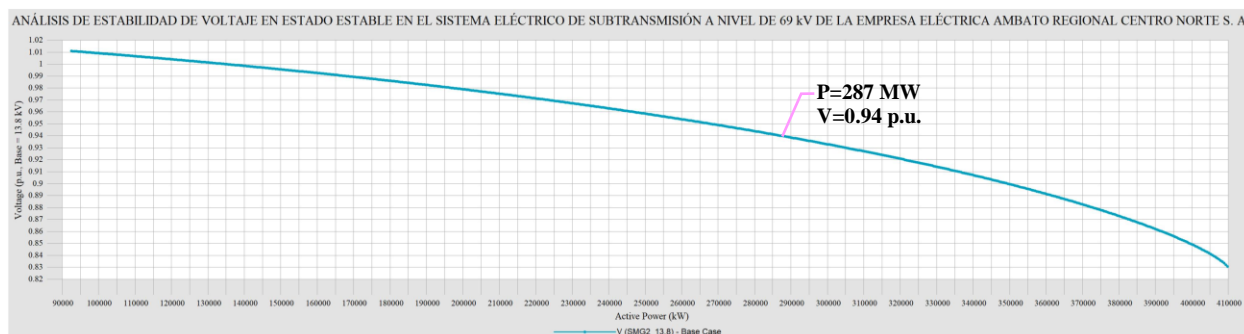


Figura 113. Curva PV de la Subestación Samanga 2 13.8 kV – C. Mallada

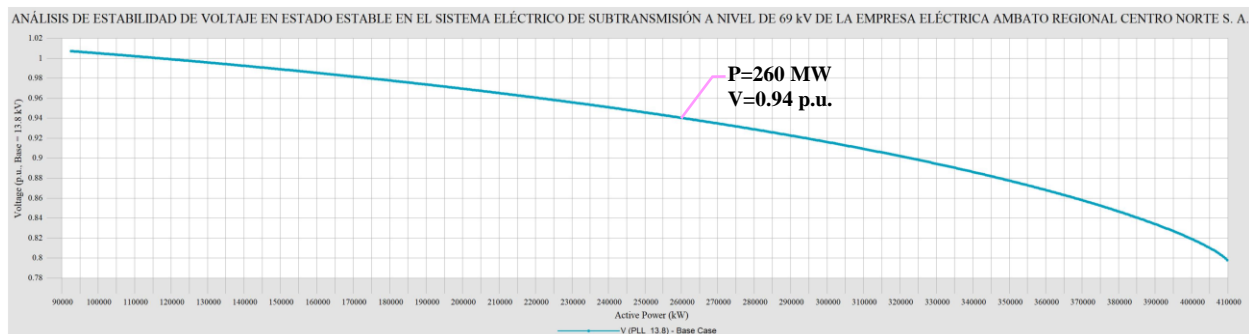


Figura 114. Curva PV de la Subestación Píllaro 13.8 kV – C. Mallada

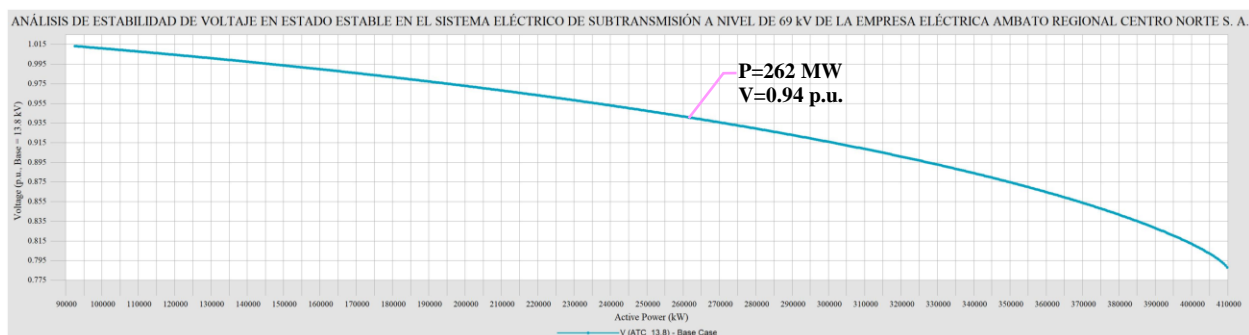


Figura 115. Curva PV de la Subestación Atocha 13.8 kV – C. Mallada

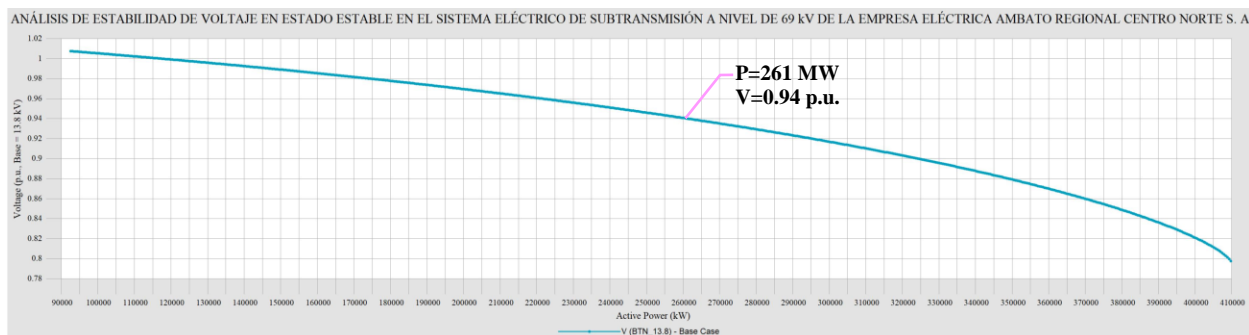


Figura 116. Curva PV de la Subestación Batán 13.8 kV – C. Mallada

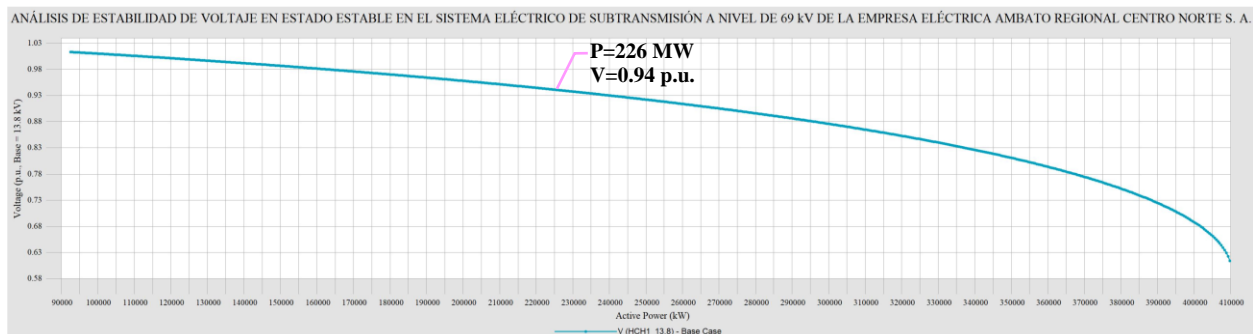


Figura 117. Curva PV de la Subestación Huachi 1 13.8 kV – C. Mallada

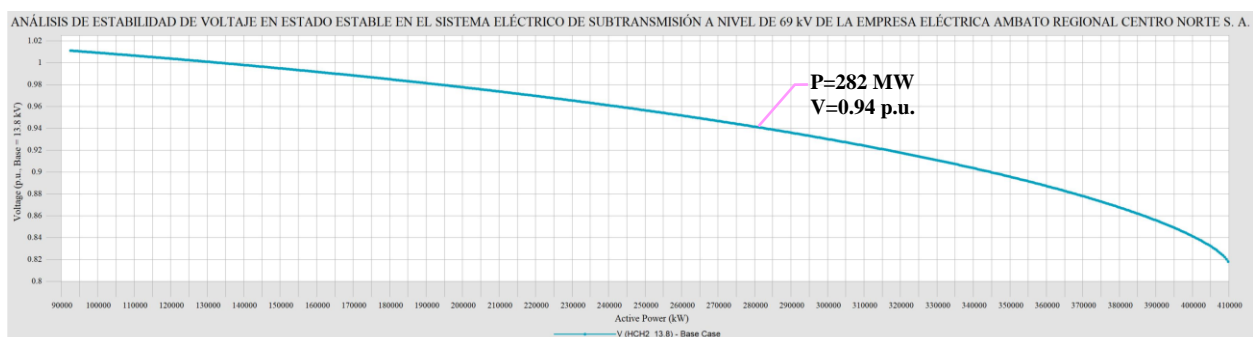


Figura 118. Curva PV de la Subestación Huachi 2 13.8 kV – C. Mallada

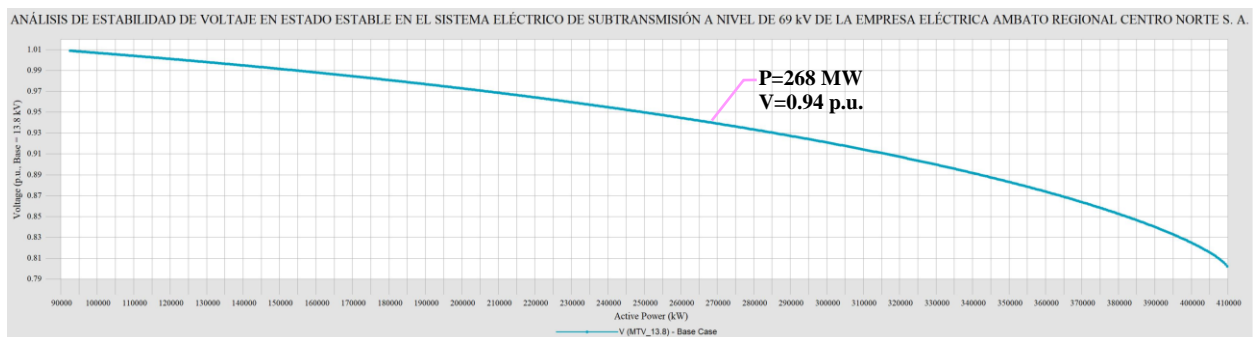


Figura 119. Curva PV de la Subestación Montalvo 13.8 kV – C. Mallada

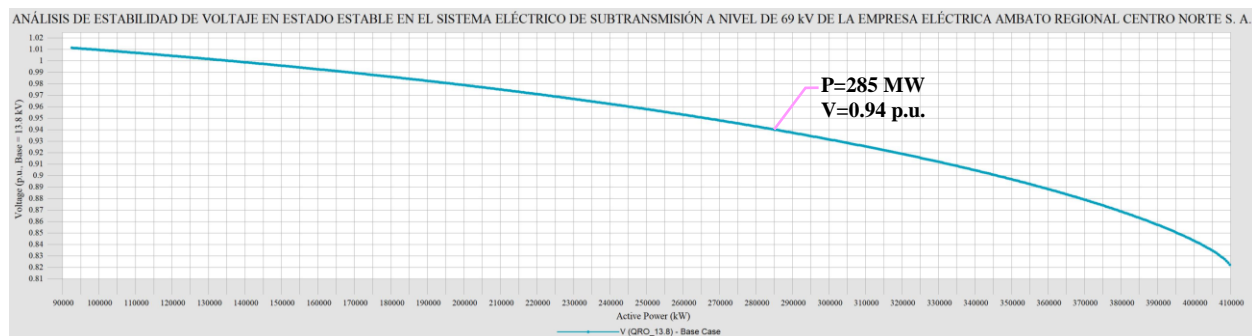


Figura 120. Curva PV de la Subestación Quero 13.8 kV – C. Mallada

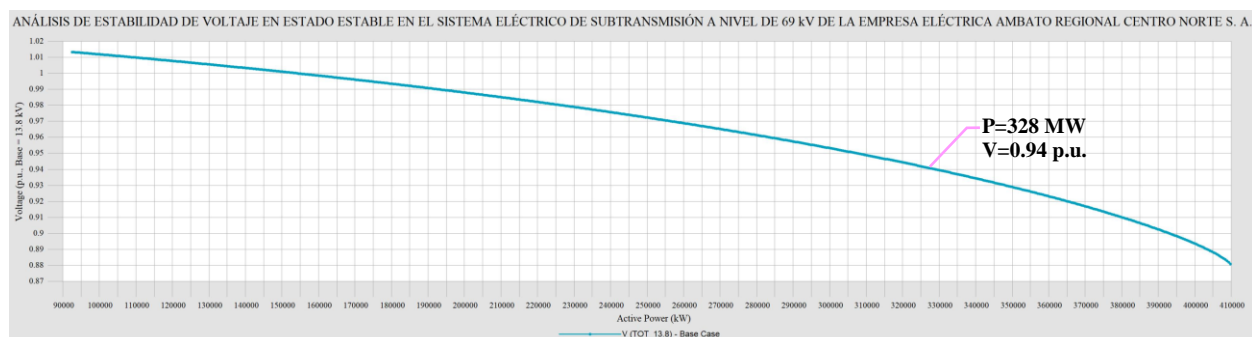


Figura 121. Curva PV de la Subestación Totoras 13.8 kV – C. Mallada

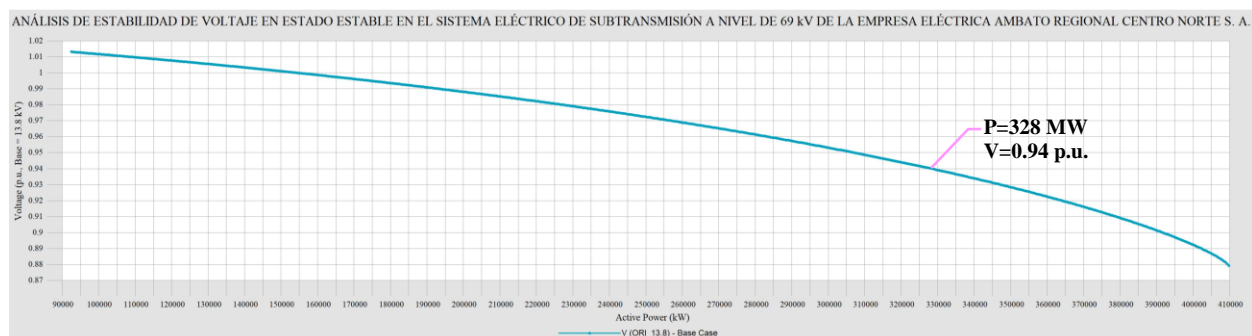


Figura 122. Curva PV de la Subestación Oriente 13.8 kV – C. Mallada

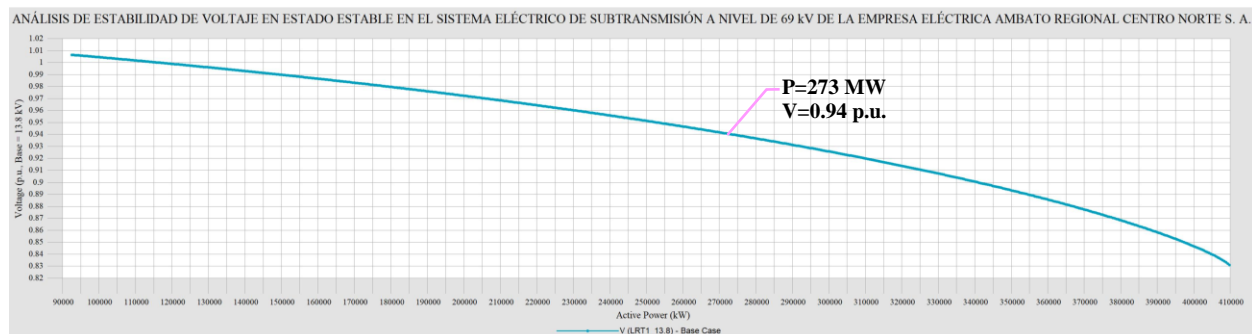


Figura 123. Curva PV de la Subestación Loreto 1 13.8kV – C. Mallada

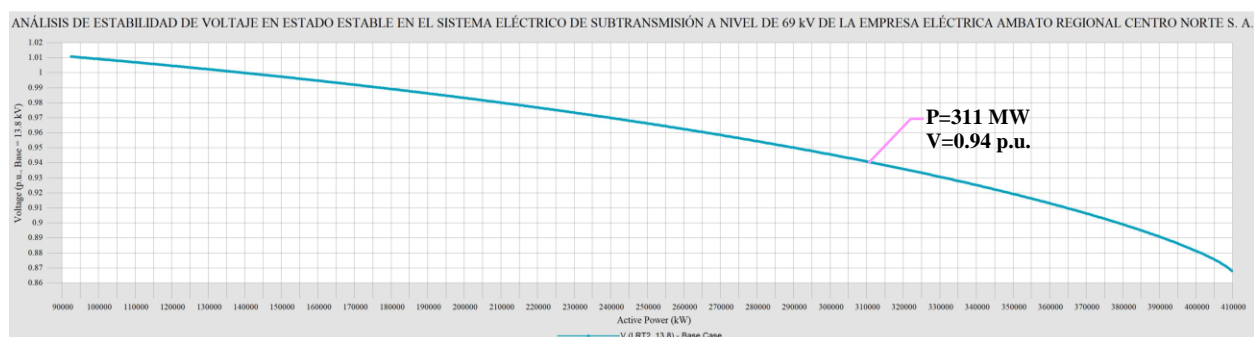


Figura 124. Curva PV de la Subestación Loreto 2 13.8 kV – C. Mallada

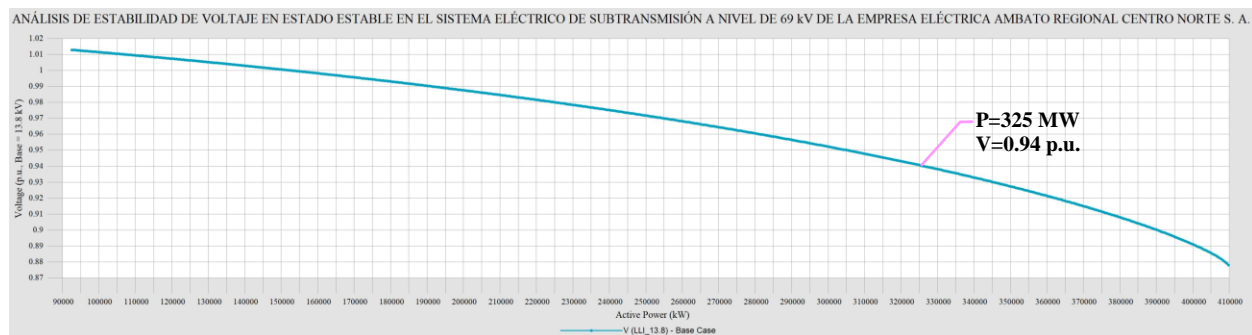


Figura 125. Curva PV de la Subestación Lligua 13.8 kV – C. Mallada

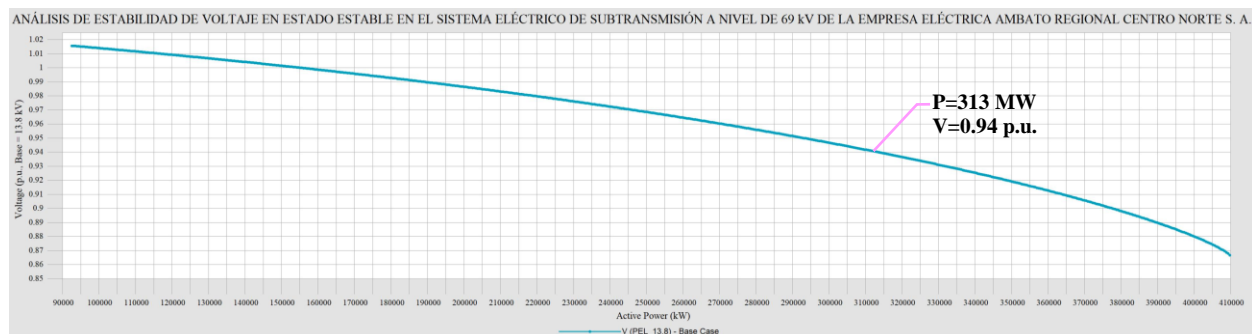


Figura 126. Curva PV de la Subestación Pelileo 13.8 kV – C. Mallada

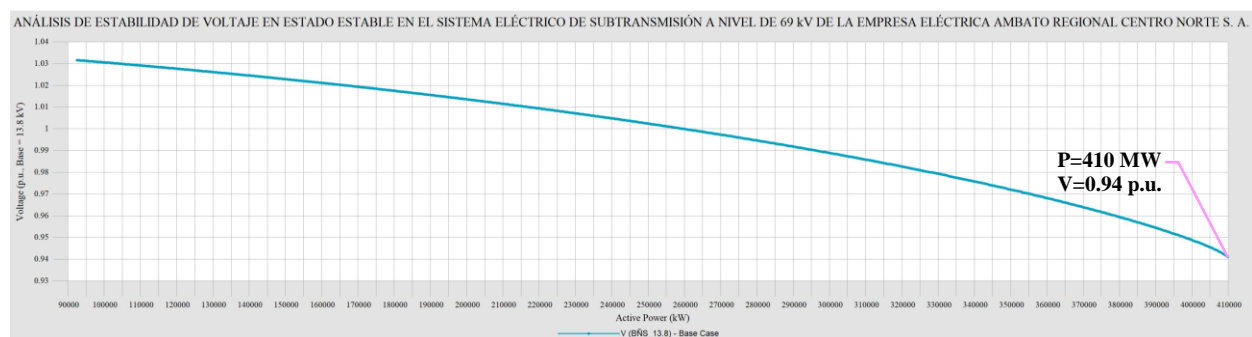


Figura 127. Curva PV de la Subestación Baños 69 kV – C. Mallada

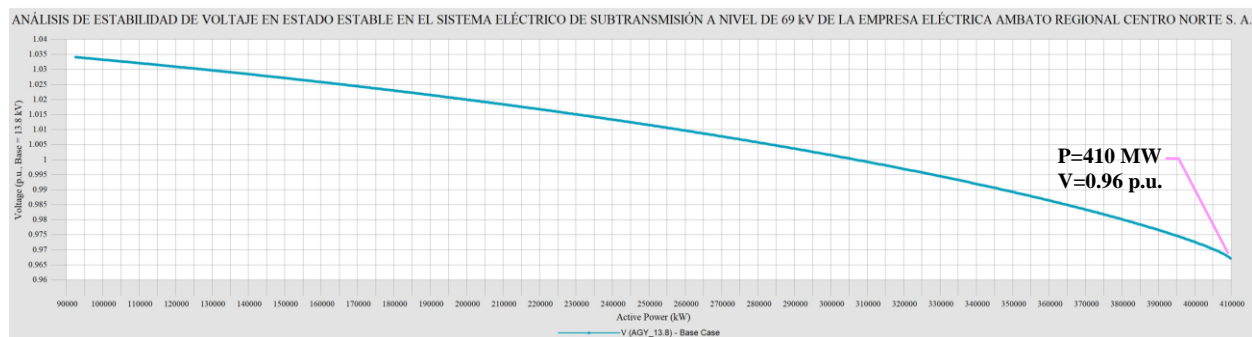


Figura 128. Curva PV de la Subestación Agoyán 13.8 kV – C. Mallada

Adicionalmente, se incluyen las curvas PV de las subestaciones de 13.8 kV EEASA mostradas de forma conjunta como se puede apreciar en la Figura 129.

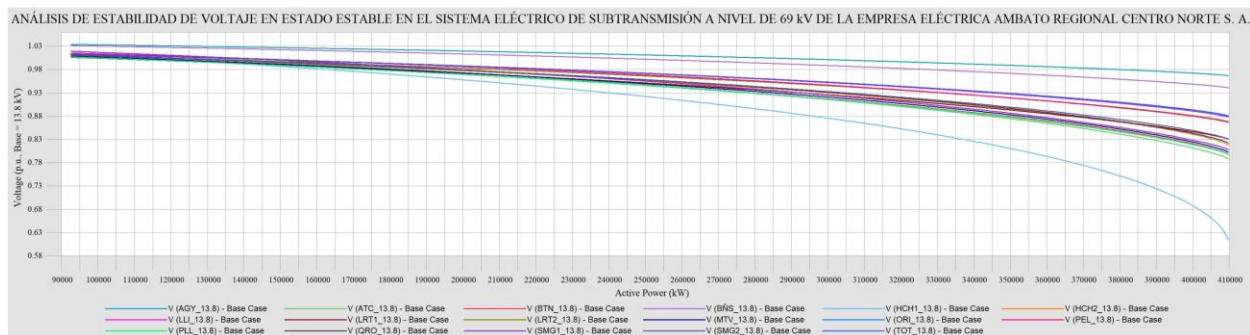


Figura 129. Curvas PV 13.8 kV S. de Subtransmisión EEASA – C. Mallada

5.6. Evaluación de Resultados Obtenidos

A continuación, se presenta de forma sintetizada el comportamiento del voltaje frente al crecimiento total de la carga en ambos casos de estudio, tales como configuración radial y mallada, indicando el nivel de voltaje en p.u. y los puntos de colapso de voltaje en las barras del sistema.

5.6.1. Puntos de Colapso de Voltaje Obtenidos en Configuración Radial

a. Resultados en Puntos Frontera – C. Radial

En la Tabla 21 se especifican los puntos de colapso de voltaje y los niveles de voltaje en p.u. en puntos frontera de forma respectiva para cada subsistema, en configuración radial.

Tabla 21

Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Puntos Frontera – C. Radial

Subestaciones TRANSELECTRIC 69 kV	P (MW)	V (p.u.)
<i>Ambato</i>	193	0.9314594
<i>Totoras</i>	157	0.9316577
<i>Baños</i>	20	0.9872771
<i>Puyo</i>	106	0.9998921
<i>Tena</i>	102	0.9999103

b. Resultados en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Radial

En la Tabla 22 se muestran los puntos de colapso de voltaje y los niveles de voltaje en p.u. en las barras de 69 kV de forma respectiva para cada subsistema, en configuración radial.

Tabla 22

Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 69 kV EEASA – C. Radial

Subestaciones EEASA 69 kV	P (MW)	V (p.u.)
<i>Samanga</i>	137.80	0.8886179
<i>Píllaro</i>	27.86	0.8748045
<i>Atocha</i>	65.01	0.868217
<i>Batán</i>	21.58	0.8576526
<i>Huachi 1</i>	37.32	0.8444293
<i>Huachi 2</i>	45.34	0.8444644
<i>Montalvo</i>	96.03	0.8839826
<i>Quero</i>	24.08	0.8684681
<i>Totoras</i>	61.09	0.9256281
<i>Oriente</i>	39.00	0.9103169
<i>Loreto</i>	54.41	0.9087779
<i>Pelileo</i>	31.05	0.8967488
<i>Baños</i>	50.56	0.9555896
<i>Río Verde Chico</i>	11.53	0.9758589
<i>Agoyán</i>	8.17	0.9852044
<i>Puyo 1</i>	106.38	0.9099723
<i>Puyo 2</i>	40.52	0.8921173
<i>Mushullacta</i>	14.07	0.8323834

c. Resultados en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Radial

En la Tabla 23 se muestran los puntos de colapso de voltaje y los niveles de voltaje en p.u. en las barras de 13.8 kV de forma respectiva para cada subsistema, en configuración radial.

Tabla 23

Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 13.8 kV EEASA – C. Radial

SUBESTACIONES EEASA 13.8 kV	P (MW)	V (p.u.)
<i>Samanga 1</i>	23.41	0.8256936
<i>Samanga 2</i>	21.14	0.8467706
<i>Píllaro</i>	27.68	0.8159074
<i>Atocha</i>	20.89	0.8083669
<i>Batán</i>	7.14	0.818355
<i>Huachi 1</i>	37.10	0.6451142
<i>Huachi 2</i>	7.97	0.825655
<i>Montalvo</i>	26.30	0.810646
<i>Quero</i>	24.00	0.8301186
<i>Totoras</i>	21.92	0.8846074
<i>Oriente</i>	18.94	0.8793348
<i>Loreto 1</i>	36.10	0.8458592
<i>Loreto 2</i>	18.09	0.8812573
<i>Lligua Península</i>	7.91	0.8780155
<i>Pelileo</i>	30.99	0.8380213
<i>Baños</i>	19.25	0.925707
<i>Agoyán</i>	8.17	0.9562839
<i>Puyo 1</i>	21.25	0.6134245
<i>Puyo2</i>	26.29	0.839247
<i>Mushullacta</i>	13.90	0.6843889
<i>Tena</i>	51.47	0.6466343
<i>Tena Norte</i>	50.58	0.8379332

5.6.2. Puntos de Colapso de Voltaje Obtenidos en Configuración Mallada

a. Resultados en Puntos Frontera – C. Mallada

En la Tabla 24 se muestran los puntos de colapso de voltaje y los niveles de voltaje en p.u. en los puntos frontera correspondientes al subsistema principal analizado en configuración mallada.

Tabla 24

Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Puntos Frontera – C. Mallada

SUBESTACIONES TRANSELECTRIC 69 kV	P (MW)	V (p.u.)
<i>Ambato</i>	203	0.92105627
<i>Totoras</i>	128	0.92774997
<i>Baños</i>	44	0.99786542

b. Resultados en Barras 69 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada

En la Tabla 25 se muestran los puntos de colapso de voltaje y los niveles de voltaje en p.u. en las barras de 69 kV, en configuración mallada.

Tabla 25

Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 69 kV EEASA – C. Mallada

SUBESTACIONES EEASA 69 kV	P (MW)	V (p.u.)
<i>Samanga</i>	133.28	0.87476914
<i>Píllaro</i>	102.80	0.8602932

CONTINÚA 

<i>Atocha</i>	59.77	0.85198403
<i>Batán</i>	15.90	0.83892369
<i>Huachi 1</i>	43.59	0.83742198
<i>Huachi 2</i>	51.70	0.83745603
<i>Montalvo</i>	102.94	0.87820004
<i>Quero</i>	24.32	0.86224443
<i>Totoras</i>	47.55	0.92256394
<i>Oriente</i>	25.28	0.91080632
<i>Loreto</i>	54.96	0.89650629
<i>Pelileo</i>	22.96	0.92307336
<i>Baños</i>	74.44	0.97064684
<i>Río Verde Chico</i>	35.14	0.98824109
<i>Agoyán</i>	43.48	0.99607302

c. Resultados en Barras 13.8 kV Subestaciones EEASA – C. Mallada

En la Tabla 26 se muestran los puntos de colapso en las barras de 13.8 kV, correspondientes a cada subsistema, en configuración mallada.

Tabla 26

Resumen Puntos de Colapso de Voltaje Barras 13.8 kV EEASA – C Mallada

SUBESTACIONES	P	V
EEASA	(MW)	(p.u.)
13.8 kV		
<i>Samanga 1</i>	21.35	0.8080443
<i>Samanga 2</i>	23.65	0.8306524
<i>Píllaro</i>	27.96	0.7979574
<i>Atocha</i>	21.10	0.7880597
<i>Batán</i>	7.21	0.7976275
<i>Huachi 1</i>	37.47	0.6142456
<i>Huachi 2</i>	8.04	0.8181892
<i>Montalvo</i>	26.57	0.8023166
<i>Quero</i>	24.25	0.8224647
<i>Totoras</i>	22.14	0.880797
<i>Oriente</i>	19.13	0.8794144
<i>Loreto 1</i>	36.47	0.8308552
<i>Loreto 2</i>	18.28	0.8680362
<i>Lligua Península</i>	7.919	0.8780815
<i>Pelileo</i>	31.31	0.8668592
<i>Baños</i>	19.44	0.941195
<i>Agoyán</i>	8.25	0.9672154

5.7. Análisis de Resultados Obtenidos en los Puntos Frontera

Tabla 27

Análisis de Resultados en Puntos Frontera

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO ESTABLE EN SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.			
ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN PUNTOS FRONTERA			
CONFIGURACIÓN RADIAL		CONFIGURACIÓN MALLADA	
SUBSISTEMA PRINCIPAL:	Abastecimiento total de la Provincia de Tungurahua.	SUBSISTEMA PRINCIPAL:	Abastecimiento total de la Provincia de Tungurahua.
Punto Máximo de Cargabilidad: 405 MW		Punto Máximo de Cargabilidad: 410 MW	
Subestación	Voltaje (p.u.)	Subestación	Voltaje (p.u.)
<i>Ambato</i>	0.9314594	<i>Ambato</i>	0.92105627
<i>Totoras</i>	0.9316577	<i>Totoras</i>	0.92774997
<i>Baños</i>	0.9872771	<i>Baños</i>	0.99786542
<p>Observación: El voltaje en el punto frontera Ambato es más sensible en el punto de colapso, mientras que, el punto Baños presenta una operación favorable y lejana al límite inferior de voltaje admisible.</p> <p>A continuación, se presentan los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible.</p>		<p>Observación: El voltaje en el punto frontera Ambato es más sensible en el punto de colapso, mientras que, el punto Baños presenta una operación favorable y lejana al límite inferior de voltaje admisible.</p> <p>A continuación, se presentan los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible.</p>	
Límite de Voltaje Admisible: 0.95 p.u.		Límite de Voltaje Admisible: 0.95 p.u.	
Subestación	P. en el Límite de Voltaje (MW)	Subestación	P. en el Límite de Voltaje (MW)
<i>Ambato</i>	176	<i>Ambato</i>	183
<i>Totoras</i>	151	<i>Totoras</i>	119
<i>Baños</i>	20	<i>Baños</i>	44
SUBSISTEMA PUYO:	Abastecimiento total provincia de Pastaza y zona norte provincia de Morona Santiago	<p>CONSIDERACIONES IMPORTANTES:</p> <p>Recordar que el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. posee una configuración de red mallada, sin embargo, en la actualidad opera en configuración radial, por dicho motivo se analizan ambos escenarios en el desarrollo del presente estudio.</p>	
Punto Máximo de Cargabilidad: 106 MW			
Subestación	V (p.u.)		
<i>Puyo</i>	0.9998921		
<p>Observación: Se puede observar un voltaje favorable en el punto de colapso de voltaje ya que se encuentra dentro de la normativa.</p>			
SUBSISTEMA TENA:	Abastecimiento de la zona sur de la provincia de Napo.	<p>CONSIDERACIONES IMPORTANTES:</p> <p>Recordar que el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. posee una configuración de red mallada, sin embargo, en la actualidad opera en configuración radial, por dicho motivo se analizan ambos escenarios en el desarrollo del presente estudio.</p>	
Punto Máximo de Cargabilidad: 102 MW			
Subestación	V (p.u.)		
<i>Tena</i>	0.9999103		
<p>Observación: Se puede observar un voltaje favorable en el punto de colapso de voltaje ya que se encuentra dentro de la normativa</p>			

5.8. Descripción de Elementos Sobrecargados en el Sistema

En un estudio de estabilidad de voltaje es imprescindible conocer si los elementos del sistema analizado se encuentran en condiciones de sobrecarga cuando se ha alcanzado el punto de colapso de voltaje e identificarlos. Es por ello que en el presente apartado se indican las líneas de subtransmisión y transformadores pertenecientes a TRANSELECTRIC y EEASA sobrecargados considerando los criterios enunciados a continuación.

- Sobrecarga en transformadores de potencia y líneas de subtransmisión al alcanzar el 125% de su capacidad nominal, criterio emitido por la EEASA.

En base a lo expuesto, se presenta un análisis de cargabilidad en función del tiempo considerando un crecimiento anual de 10% de la demanda total del sistema de subtransmisión. Es importante mencionar que existen varios criterios para establecer proyecciones de demanda, así se presenta en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 como porcentaje de crecimiento medio de potencia 5.41%, el porcentaje considerado por la EEASA es de 3.5% enunciado en su Plan de Expansión del Sistema de Distribución 2017-2026. Sin embargo, al no existir coincidencia entre la proyección corporativa y la demanda actual, se ha seleccionado el 10% como porcentaje de crecimiento anual ideal para obtener una predicción en años más cercana a la realidad.

a. Condiciones de Cargabilidad en Configuración Radial

El subsistema principal alcanza un incremento de 338% de la demanda hasta el punto de colapso, lo cual proyecta el estudio hasta el año 2053.

El subsistema Puyo alcanza un incremento de 650% de la demanda hasta el punto de colapso, lo cual proyecta el estudio hasta el año 2084.

El subsistema Tena alcanza un incremento de 728% de la demanda hasta el punto de colapso, lo cual proyecta el estudio hasta el año 2092.

El punto de colapso de voltaje para cada subsistema se proyecta a varios años a partir del presente, lo cual demuestra la robustez del Sistema Nacional de Transmisión, sin embargo, los elementos del Sistema de Subtransmisión se sobrecargan mucho antes de alcanzar dicho punto, por lo tanto, se presenta un análisis de cargabilidad en sus elementos, con el objetivo de que los resultados obtenidos en la presente investigación sean de gran aporte para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

La tabla 28 muestra el análisis de sobrecarga en líneas de subtransmisión en configuración radial.

Tabla 28

Análisis de Sobrecarga en Líneas de Subtransmisión- C. Radial

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN			
SUBSISTEMA PRINCIPAL	Abastecimiento total provincia de Tungurahua		
Líneas Sobrecargadas	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
<i>Ambato- Samanga</i>	Inicio	Año 2019	35.59%
	Sobrecarga (125% In)	Año 2044	124.56%
	Punto de Colapso	Año 2053	155.88%

CONTINÚA 

SUBSISTEMA PUYO		Abastecimiento total provincia de Pastaza y zona norte provincia de Morona Santiago	
Líneas Sobrecargadas	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
<i>Puyo Transeletric-Puyo1</i>	Inicio	Año 2019	26%
	Sobrecarga (125% In)	Año 2057	124.80%
	Punto de Colapso	Año 2084	195%
SUBSISTEMA TENA		Abastecimiento de la zona sur de la provincia de Napo.	
No existen líneas sobrecargadas en el punto de colapso de voltaje.			

La tabla 29 muestra el análisis de sobrecarga en transformadores pertenecientes a TRANSELECTRIC en configuración radial.

Tabla 29

Análisis de Sobrecarga en Transformadores TRANSELECTRIC- C. Radial

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES TRANSELECTRIC			
SUBSISTEMA PRINCIPAL		Abastecimiento total provincia de Tungurahua	
Transformadores Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
AT1 Ambato	Inicio	Año 2019	50.93%
	Sobrecarga (125% Sn)	Año 2034	127.33%
	Punto de Colapso	Año 2053	223.09%
AT2 Ambato	Inicio	Año 2019	30.00%
	Sobrecarga (125% Sn)	Año 2051	126%
	Punto de Colapso	Año 2053	131.40%
ATQ Totoras	Inicio	Año 2019	36.00%
	Sobrecarga (125% Sn)	Año 2044	127.13%
	Punto de Colapso	Año 2053	159.00%

La tabla 30 muestra el análisis de sobrecarga en transformadores pertenecientes a la EEASA en el subsistema principal en configuración radial.

Tabla 30

Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA S. Principal- C. Radial

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES EEASA							
SUBSISTEMA PRINCIPAL		Abastecimiento total provincia de Tungurahua					
T. Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad	T. Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
T1-Huachi	Inicio	Año 2019	85.23%	T1-Baños	Inicio	Año 2019	44.31%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2024	127.84%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2038	128.5%
	Punto de Colapso	Año 2053	373.31%		Punto de Colapso	Año 2053	194.08%
T1-Píllaro	Inicio	Año 2019	63.78%	T1-Samanga	Inicio	Año 2019	40.85%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2029	127.56%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2040	126.73%
	Punto de Colapso	Año 2053	279.36%		Punto de Colapso	Año 2053	178.92%
T2-Píllaro	Inicio	Año 2019	63.80%	T1-Oriente	Inicio	Año 2019	38.32%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2020	127.6%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2042	126.47%
	Punto de Colapso	Año 2053	279.44%		Punto de Colapso	Año 2053	167.84%
T1-Montalvo	Inicio	Año 2019	60.72%	T1-Agoyán	Inicio	Año 2019	38.42%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2030	127.51%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2042	126.78%
	Punto de Colapso	Año 2053	265.95%		Punto de Colapso	Año 2053	168.28%
T1-Quero	Inicio	Año 2019	55.08%	T2-Oriente	Inicio	Año 2019	36.51%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2032	126.68%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2044	127.77%
	Punto de Colapso	Año 2053	241.25%		Punto de Colapso	Año 2053	159.91%
T2-Atocha	Inicio	Año 2019	51.19%	T2-Batán	Inicio	Año 2019	33.42%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2034	127.97%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2047	127%
	Punto de Colapso	Año 2053	224.21%		Punto de Colapso	Año 2053	146.38%
T1-Loreto	Inicio	Año 2019	52.75%	T1-Batán	Inicio	Año 2019	33.42%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2033	126.6%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2047	127.52%

CONTINÚA 

	Punto de Colapso	Año 2053	231.05%		Punto de Colapso	Año 2053	147.00%
T1-Atocha	Inicio	Año 2019	47.93%	T1-Totoras	Inicio	Año 2019	32.34%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2036	129.41%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2048	126.14%
	Punto de Colapso	Año 2053	209.93%		Punto de Colapso	Año 2053	141.67%
T2-Samanga	Inicio	Año 2019	44.93%	T2-Loreto	Inicio	Año 2019	26.34%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2037	125.79%		Sobrecarga (125%Sn)	No existe sobrecarga	
	Punto de Colapso	Año 2053	196.77%		Punto de Colapso	Año 2040	115.39%
T1-Pelileo	Inicio	Año 2019	44.94%	T2-Huachi	Inicio	Año 2019	18.52%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2037	125.82%		Sobrecarga (125%Sn)	No existe sobrecarga	
	Punto de Colapso	Año 2053	196.83%		Punto de Colapso	Año 2053	81.12%

La tabla 31 muestra el análisis de sobrecarga en transformadores pertenecientes a la EEASA en el subsistema Puyo en configuración radial.

Tabla 31

Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA S. Puyo- C. Radial

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES EEASA			
SUBSISTEMA PUYO		Abastecimiento total provincia de Pastaza y zona norte provincia de Morona Santiago	
Transformadores Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
T2- Puyo 1	Inicio	Año 2019	59.48%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2031	130.85%
	Punto de Colapso	Año 2084	446.10%
T1- Puyo 1	Inicio	Año 2019	57.14%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2032	131.42%
	Punto de Colapso	Año 2084	428.55%

CONTINÚA 

T1-Mushullacta	Inicio	Año 2019	38.56%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2042	127.24%
	Punto de Colapso	Año 2084	289.20%
T1-Puyo 2	Inicio	Año 2019	22.55%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2065	126.28%
	Punto de Colapso	Año 2084	169.13%

La tabla 32 muestra el análisis de sobrecarga en transformadores pertenecientes a la EEASA en el subsistema Tena en configuración radial.

Tabla 32

Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA S. Tena- C. Radial

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES EEASA			
SUBSISTEMA TENA		Abastecimiento de la zona sur de la provincia de Napo	
Transformadores Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
T1-Tena	Inicio	Año 2019	62.56%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2029	125.12%
	Punto de Colapso	Año 2092	518.00%
T1-Tena Norte	Inicio	Año 2019	39.14%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2041	125.24%
	Punto de Colapso	Año 2092	324.06%

Se presenta a continuación, gráficamente los porcentajes de cargabilidad en transformadores de potencia desde su operación en condiciones actuales, es decir en configuración radial, hasta el punto de colapso de voltaje.

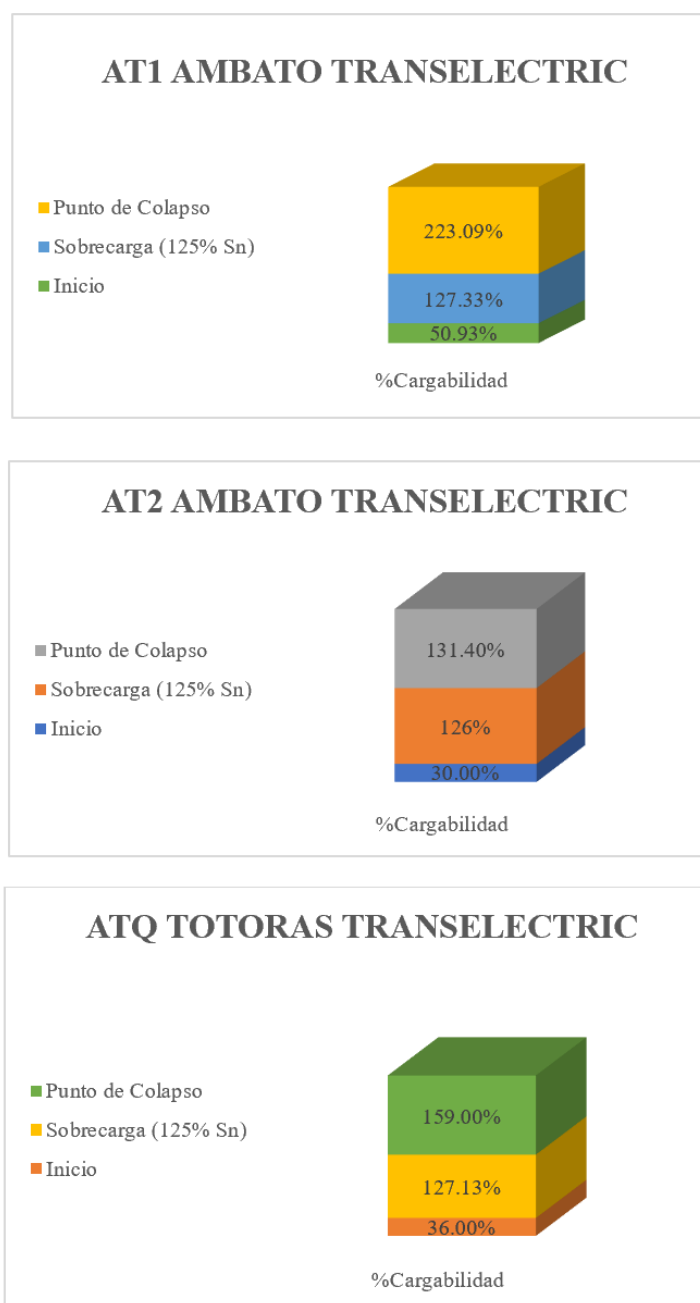
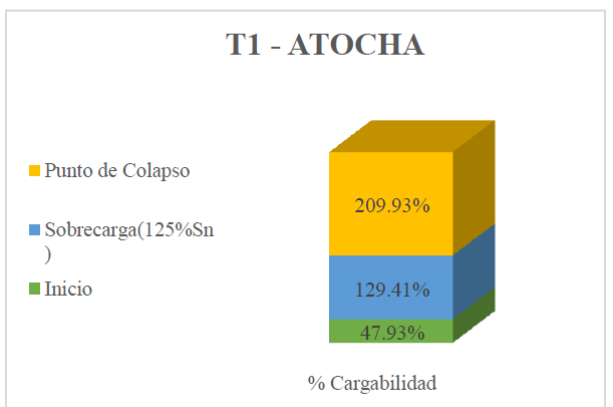
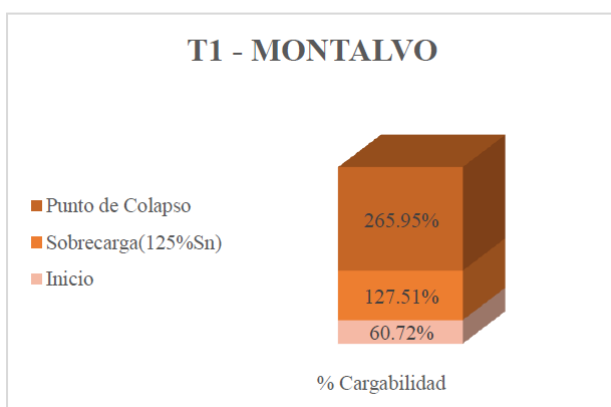
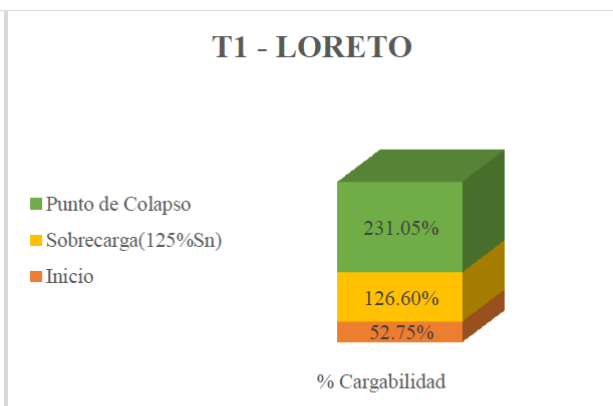
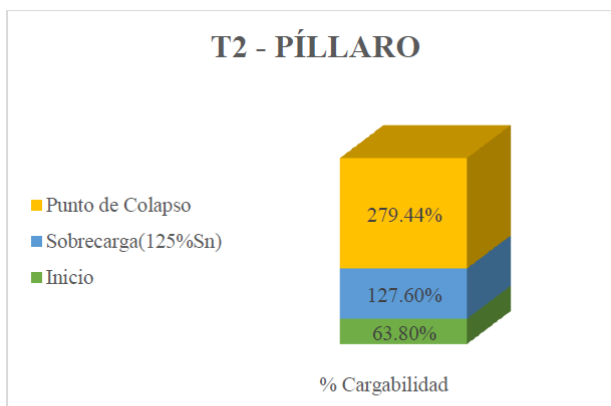
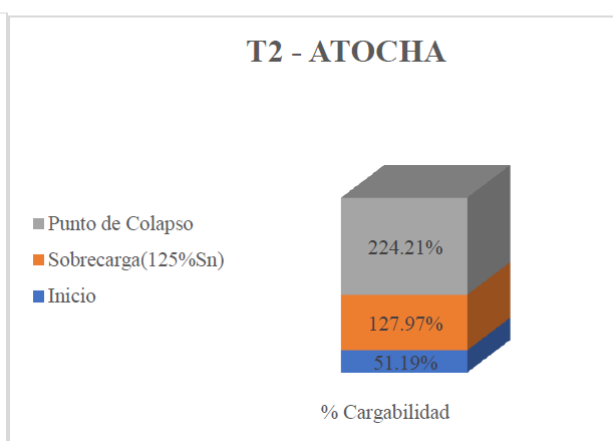
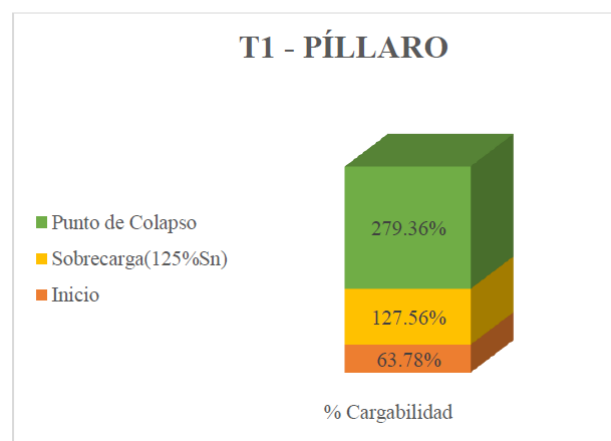
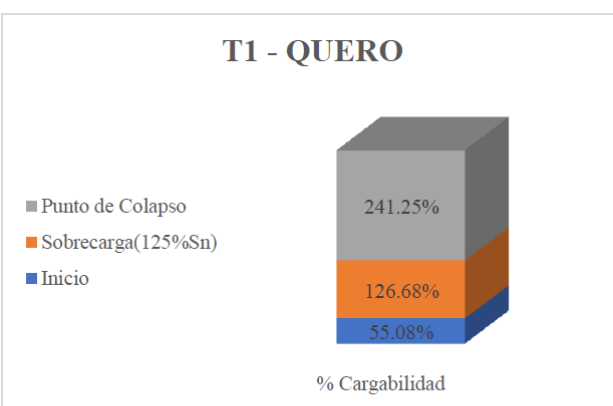
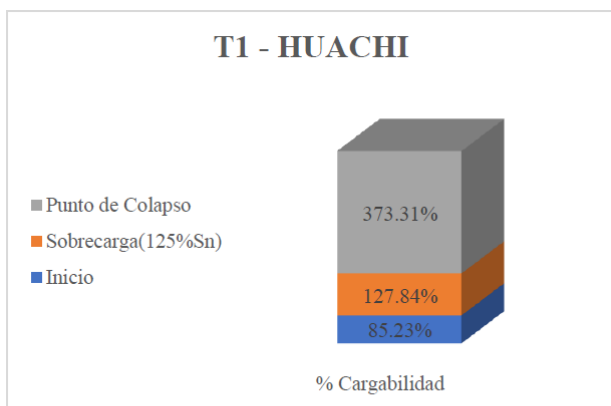
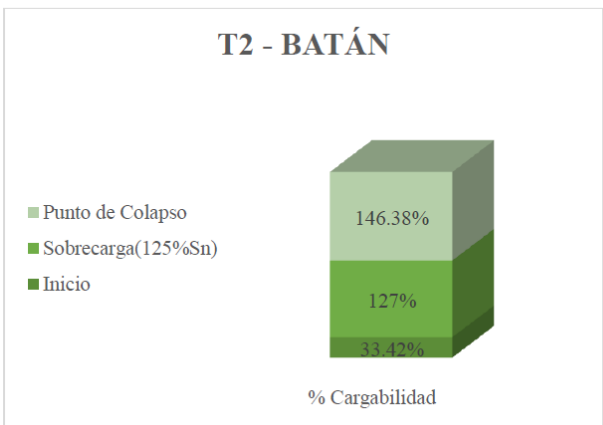
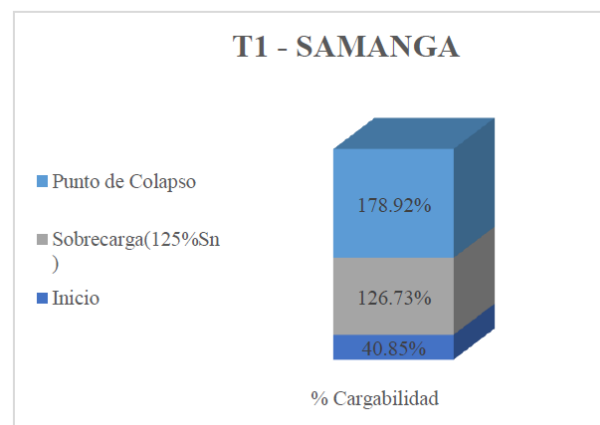
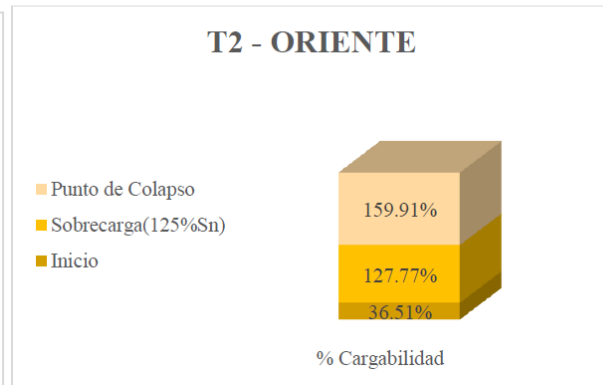
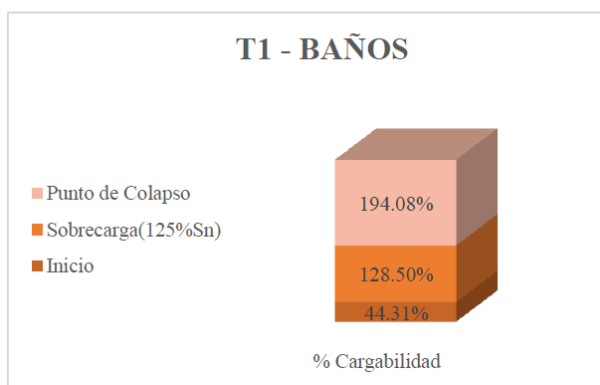
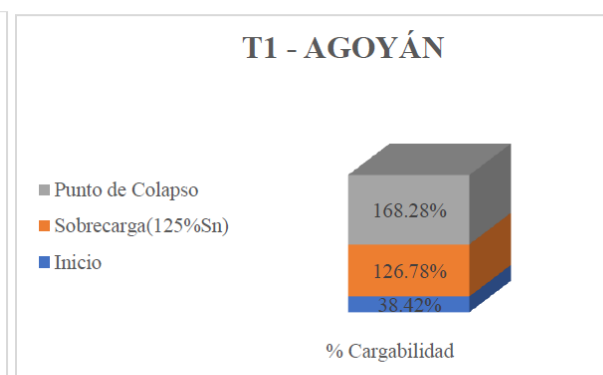
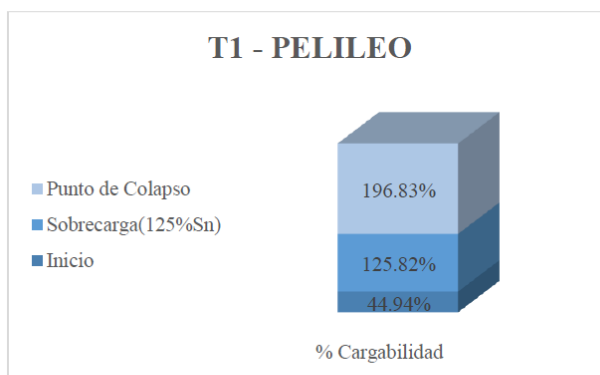
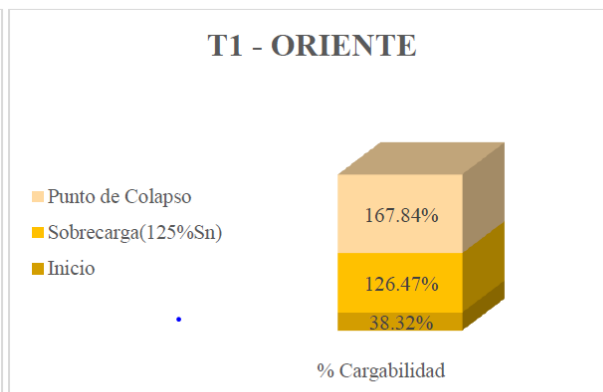
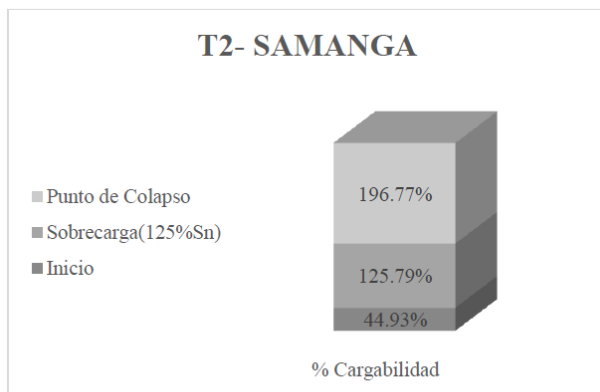


Figura 130. Cargabilidad T. de Potencia TRANSELECTRIC – C. Radial





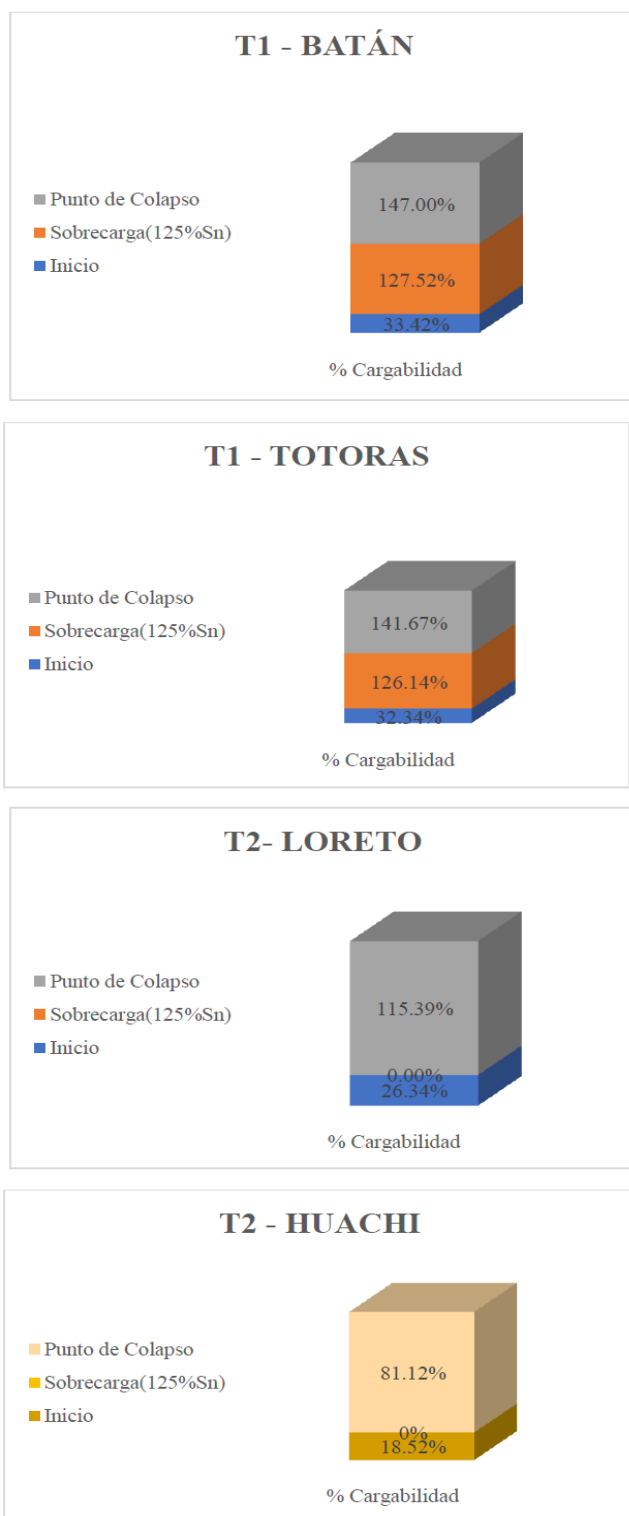


Figura 131. Cargabilidad T. de Potencia EEASA - S. Principal - C Radial

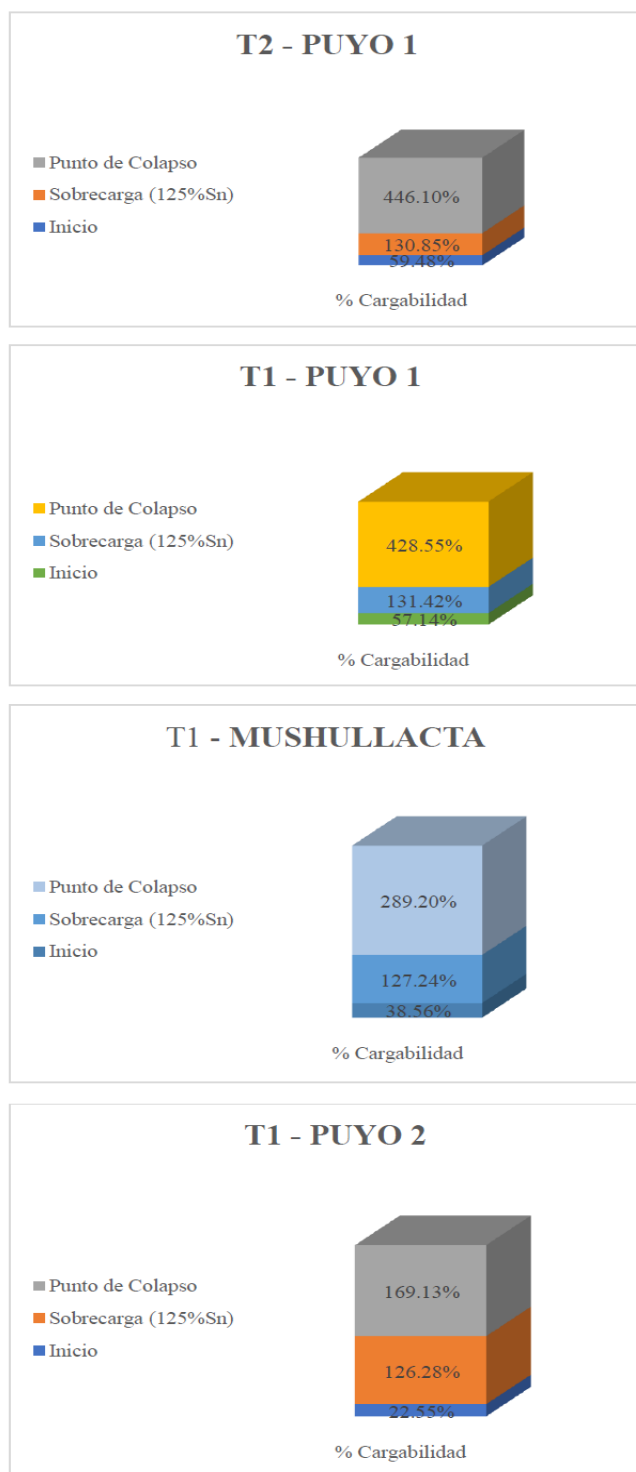


Figura 132. Cargabilidad T. de Potencia EEASA - S. Puyo - C Radial

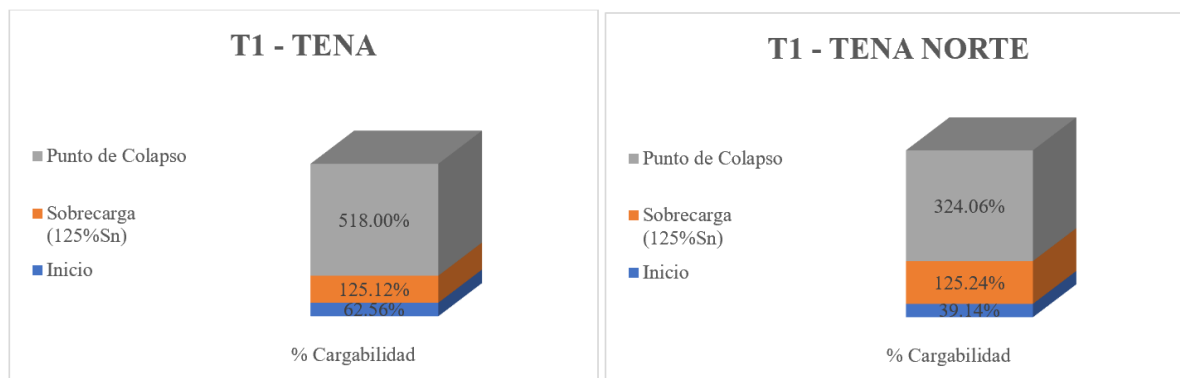


Figura 133. Cargabilidad en Transformadores de Potencia EEASA - S. Tena - C Radial

b. Condiciones de Cargabilidad en Configuración Mallada

El subsistema principal alcanza un incremento de 342.5% de la demanda hasta el punto de colapso, lo cual proyecta el estudio hasta el año 2054.

La tabla 33 muestra el análisis de sobrecarga en líneas de subtransmisión en configuración mallada.

Tabla 33

Análisis de Sobrecarga en Líneas de Subtransmisión- C. Mallada

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN			
SUBSISTEMA PRINCIPAL		Abastecimiento total provincia de Tungurahua	
Líneas Sobrecargadas	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
<i>Ambato-Samanga</i>	Inicio	Año 2019	34.00%
	Sobrecarga (125% In)	Año 2046	125.75%
	Punto de Colapso	Año 2054	148.86%

La tabla 34 muestra el análisis de sobrecarga en transformadores pertenecientes a TRANSELECTRIC en configuración mallada.

Tabla 34

Análisis de Sobrecarga en Transformadores TRANSELECTRIC- C. Mallada

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES TRANSELECTRIC			
SUBSISTEMA PRINCIPAL		Abastecimiento total provincia de Tungurahua	
Transformadores Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
AT1 Ambato	Inicio	Año 2019	52.84%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2033	126.81%
	Punto de Colapso	Año 2053	233.82%
AT2 Ambato	Inicio	Año 2019	31.13%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2050	127.64%
	Punto de Colapso	Año 2053	137.76%
ATQ Baños	Inicio	Año 2019	31.08%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2050	127.42%
	Punto de Colapso	Año 2053	137.52%
ATQ Totoras	Inicio	Año 2019	29.68%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2052	127.50%
	Punto de Colapso	Año 2053	131.33%

La tabla 35 muestra el análisis de sobrecarga en transformadores pertenecientes a la EEASA en configuración mallada.

Tabla 35

Análisis de Sobrecarga en Transformadores EEASA - C. Mallada

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES EEASA							
SUBSISTEMA PRINCIPAL		Abastecimiento total provincia de Tungurahua					
T. Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad	T. Sobrecargados	Condición	Proyección	Porcentaje de Cargabilidad
T1-Huachi	Inicio	Año 2019	85.23%	T1-Baños	Inicio	Año 2019	44.31%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2024	127.84%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2038	128.50%
	Punto de Colapso	Año 2053	377.14%		Punto de Colapso	Año 2053	196.07%
T1-Píllaro	Inicio	Año 2019	63.78%	T1-Samanga	Inicio	Año 2019	40.86%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2029	127.56%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2040	126.66%
	Punto de Colapso	Año 2053	282.23%		Punto de Colapso	Año 2053	180.80%
T2-Píllaro	Inicio	Año 2019	82.94%	T1-Agoyán	Inicio	Año 2019	38.42%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2029	127.60%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2042	126.78%
	Punto de Colapso	Año 2053	282.32%		Punto de Colapso	Año 2053	170.01%
T1-Montalvo	Inicio	Año 2019	60.72%	T1-Oriente	Inicio	Año 2019	38.33%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2030	127.53%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2042	126.50%
	Punto de Colapso	Año 2053	268.73%		Punto de Colapso	Año 2053	169.59%
T1-Quero	Inicio	Año 2019	55.08%	T2-Oriente	Inicio	Año 2019	36.51%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2032	126.68%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2044	127.80%
	Punto de Colapso	Año 2053	243.73%		Punto de Colapso	Año 2053	161.55%
T1-Loreto	Inicio	Año 2019	52.75%	T1-Batán	Inicio	Año 2019	33.56%

CONTINÚA 

	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2033	126.6%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2047	127.52%
	Punto de Colapso	Año 2053	233.42%		Punto de Colapso	Año 2053	148.50%
T2-Atocha	Inicio	Año 2019	51.19%	T2-Batán	Inicio	Año 2019	33.42%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2034	128%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2047	127%
	Punto de Colapso	Año 2053	226.52%		Punto de Colapso	Año 2053	147.88%
T1-Atocha	Inicio	Año 2019	47.93%	T1-Totoras	Inicio	Año 2019	32.34%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2036	129.41%		Sobrecarga (125%Sn)	Año 2048	126.14%
	Punto de Colapso	Año 2053	212.09%		Punto de Colapso	Año 2053	143.12%
T2-Samanga	Inicio	Año 2019	44.92%	T2-Loreto	Inicio	Año 2019	26.34%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2037	125.76%		Sobrecarga (125%Sn)	No existe sobrecarga	
	Punto de Colapso	Año 2053	198.76%		Punto de Colapso	Año 2040	116.57%
T1-Pelileo	Inicio	Año 2019	44.33%	T2-Huachi	Inicio	Año 2019	18.52%
	Sobrecarga (125%Sn)	Año 2037	125.84%		Sobrecarga (125%Sn)	No existe sobrecarga	
	Punto de Colapso	Año 2053	198.88%		Punto de Colapso	Año 2053	81.95%

Se presenta a continuación, gráficamente los porcentajes de cargabilidad en transformadores de potencia desde su operación en configuración mallada, hasta el punto de colapso de voltaje.

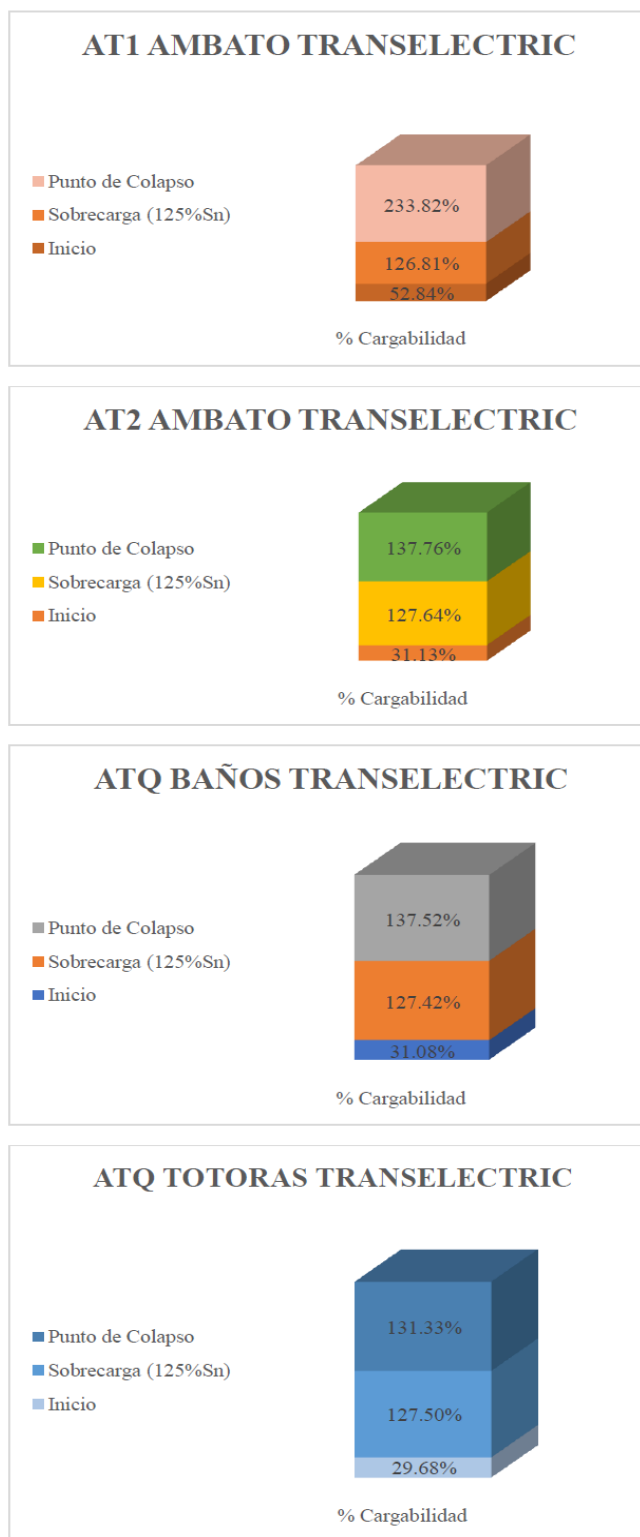
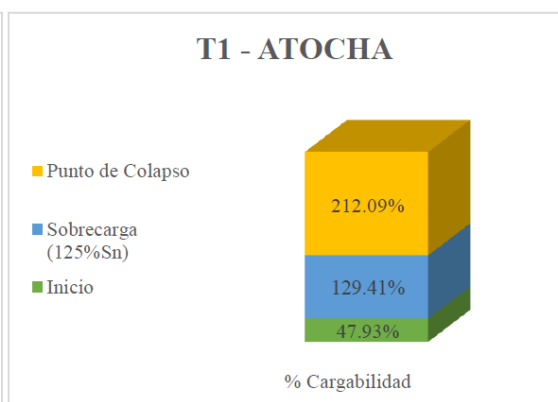
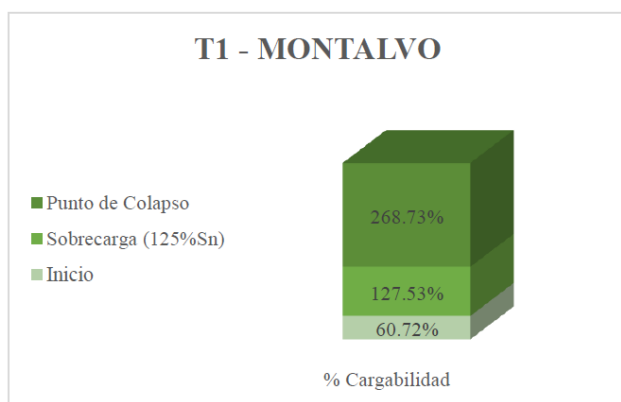
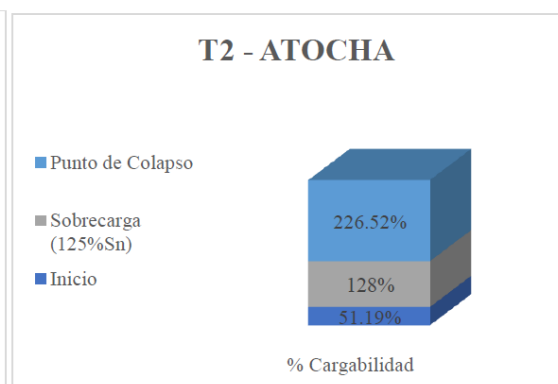
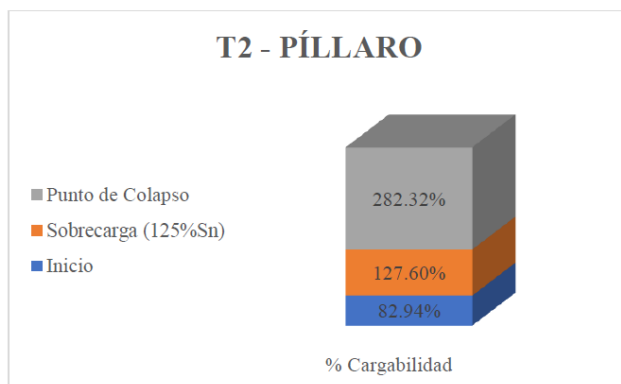
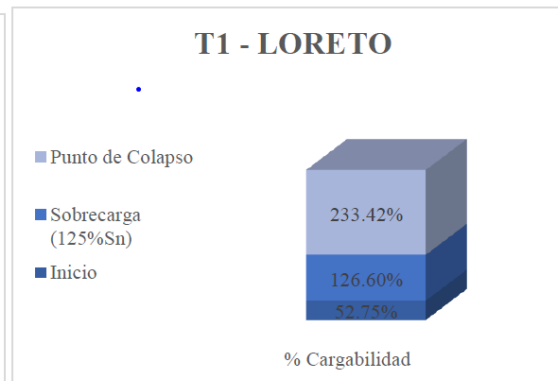
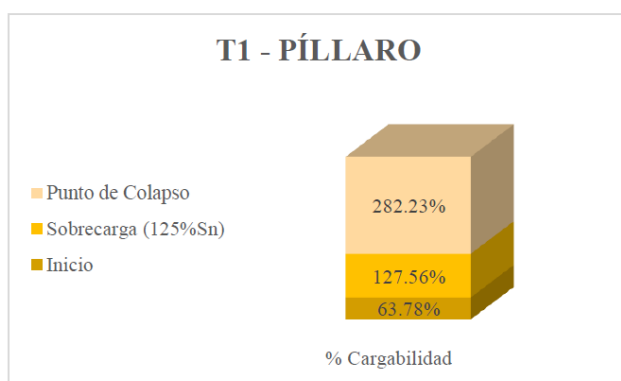
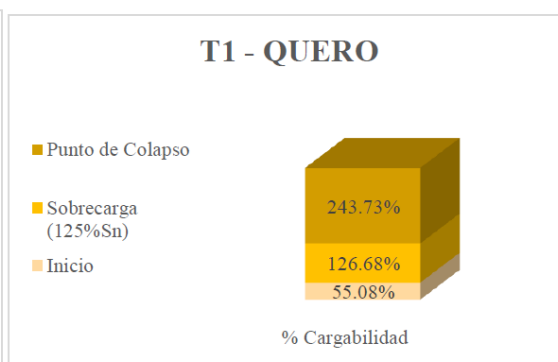
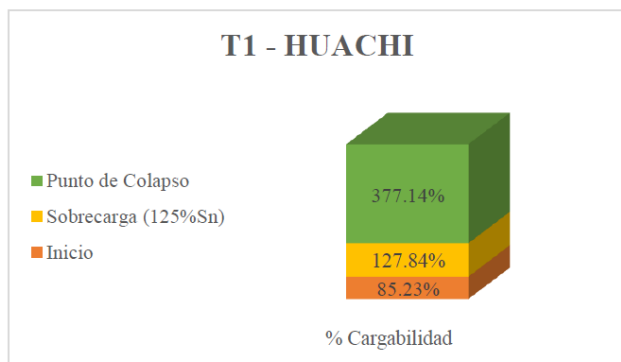
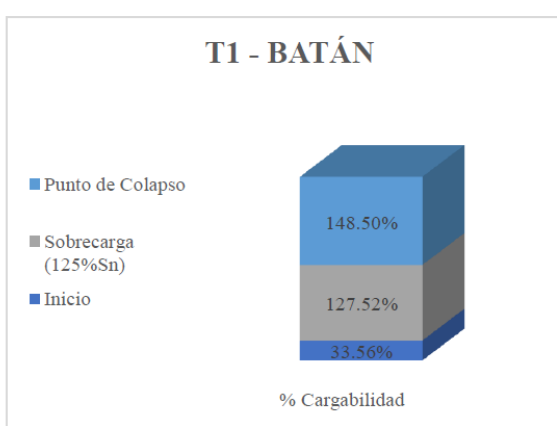
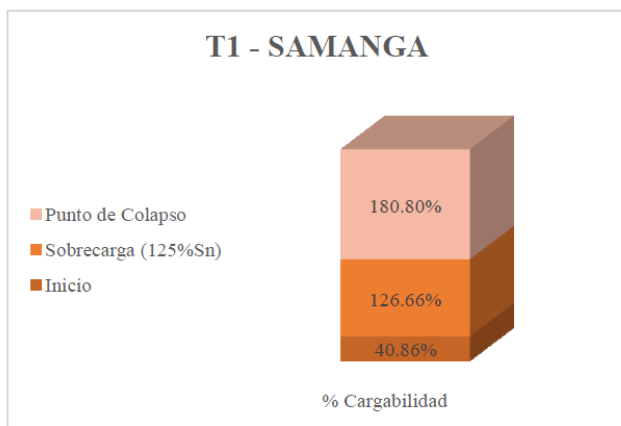
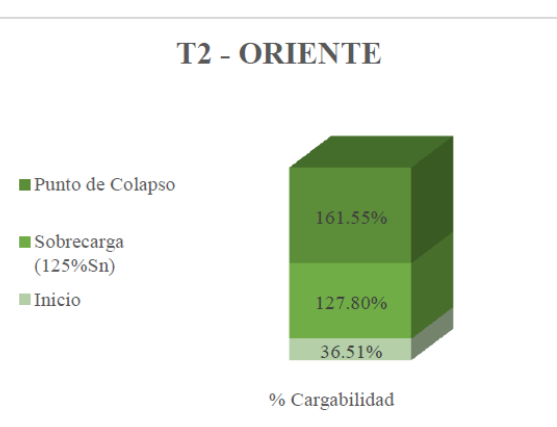
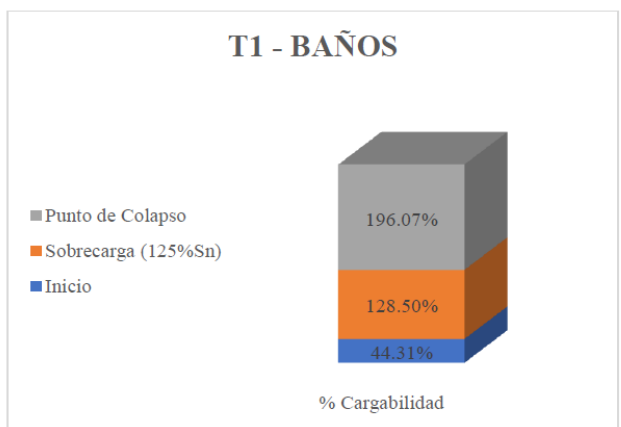
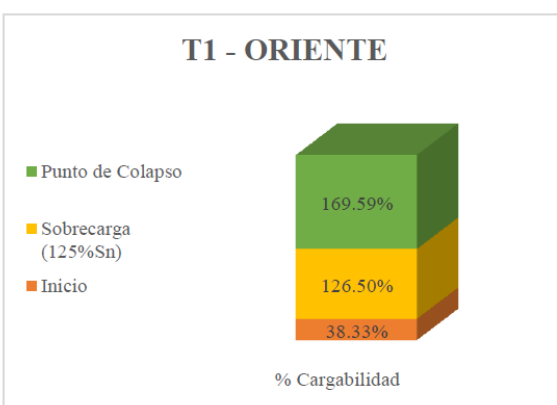
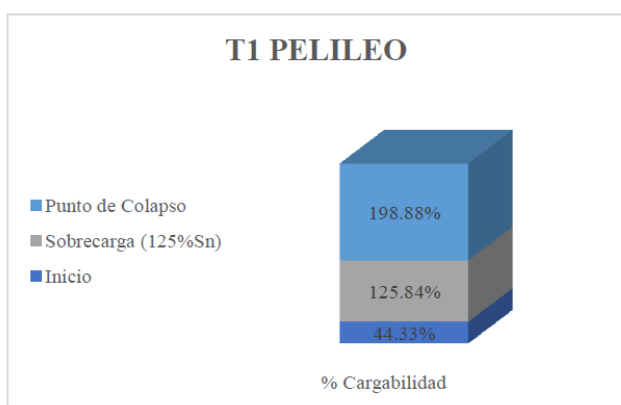
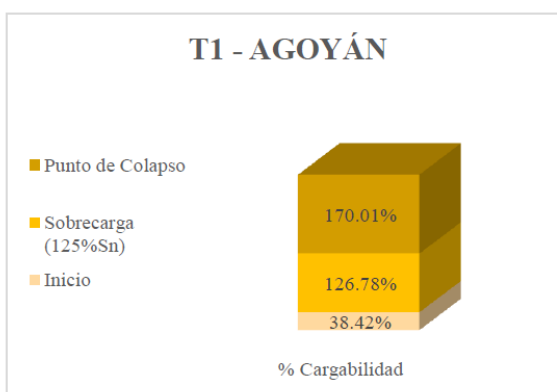
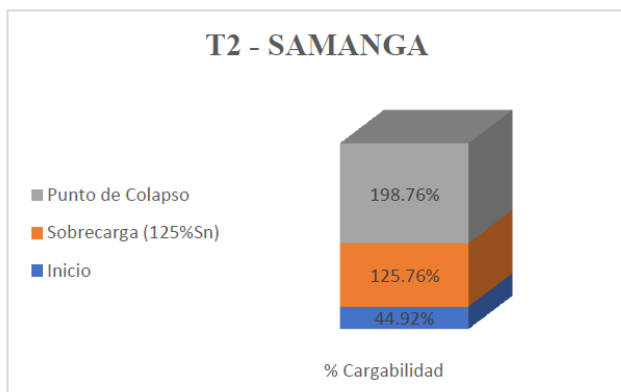


Figura 134. Cargabilidad T. de Potencia TRANSELECTRIC – C. Mallada





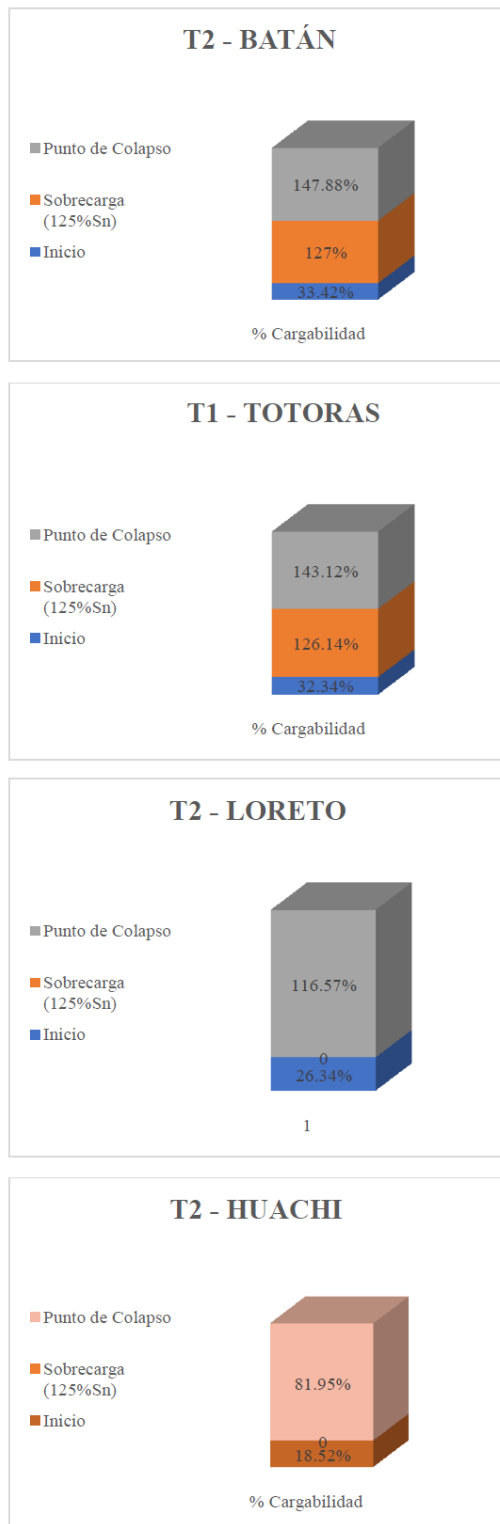


Figura 135. Cargabilidad T. de Potencia EEASA - S. Principal - C Mallada

5.9. Condiciones de Operación del Sistema de Protecciones Eléctricas

El ajuste en los elementos de protección se realiza acorde al criterio de la EEASA como se manifiesta en el apartado 2.2.13. del presente Trabajo de Titulación. Es importante mencionar que a medida que la carga en el sistema se incrementa hasta alcanzar el punto de colapso de voltaje o punto crítico, los valores de corriente aumentan por lo que las protecciones operarán debido a que las corrientes medidas por los TC's de los relés de sobre corriente temporizada y direccional 51, 51N, 67 y 67N respectivamente, serán superiores a los valores de ajuste o calibración necesarios para la apertura de los mismos.

5.10. Comprobación de Hipótesis

La simulación de flujos de carga y la aplicación del método estático de obtención de las curvas PV en ambos escenarios de estudio analizados en el presente trabajo, han permitido obtener los puntos de cargabilidad máxima del sistema en cada una de sus barras, además se han podido señalar los límites de cargabilidad por voltaje mínimo admisible en cada curva PV, y se ha establecido la cargabilidad máxima en los elementos del sistema antes de que el colapso de voltaje suceda, gracias a ello se puede dar solución a problemas de estabilidad de voltaje en estado estable en el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

CONCLUSIONES

- Los estudios de estabilidad de voltaje aplicados a sistemas de subtransmisión aportan resultados puntuales sobre el comportamiento de los mismos frente al crecimiento de la demanda como los niveles de cargabilidad en sus elementos, a partir de dichos resultados se proyectan trabajos de expansión del sistema. La aplicación del método estático-analítico conocido como Curvas PV permite conocer el punto de máxima cargabilidad, los niveles de voltaje en cada una de las barras del sistema mediante la ejecución de flujos de carga con incrementos progresivos de potencia activa, al aplicar dicho método se usan intervalos bastante pequeños para obtener resultados más cercanos a la realidad, dichos resultados son presentados en el apartado 5.5 del presente Trabajo de Titulación.
- El estado operacional actual del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. es favorable ya que se han analizado sus condiciones en demanda máxima y al simular flujos de carga en los resultados, no se presentan barras con un voltaje inferior a 0.95 p.u. a nivel de 69 kV ni barras con voltajes inferiores a 0.94 p.u. a nivel de 13.8 kV, transformadores de potencia y líneas de subtransmisión no se encuentran sobrecargados.
- Los valores de voltaje en por unidad en los puntos frontera una vez alcanzado el punto de colapso de voltaje se observan por debajo del límite inferior admisible en las barras Ambato y Totoras con valores de 0.93 p.u. para ambos casos, sin embargo, en las barras Baños, Puyo y

Tena sus valores se encuentran en 0.98 p.u., 0.99 p.u. y 0.99 p.u., respectivamente, los cuales están bastante alejados de dichos límites.

- En el punto de colapso de voltaje, la mayor parte de las barras del sistema presentan valores inferiores a 0.95 p.u. y 0.94 p.u. en barras de 69 kV y 13.8 kV respectivamente, lo cual demuestra una alta sensibilidad de voltaje en las mismas. No obstante, en las subestaciones Agoyán, Baños y Río Verde Chico sus valores no vulneran dichos límites.
- El margen de cargabilidad en configuración radial y mallada del subsistema principal, es bastante similar, apenas con una diferencia de 5 MW, además, la cargabilidad tanto en transformadores pertenecientes a TRANSELECTRIC y a la EEASA en ambos casos de estudio es también semejante, el transformador ATQ Baños TRANSELECTRIC en configuración mallada presenta una cargabilidad duplicada con respecto a su valor de cargabilidad en configuración radial.
- Los puntos de colapso de voltaje en el sistema se proyectan a niveles de carga bastante elevados con respecto a sus valores actuales, lo cual demuestra que el Sistema Nacional de Transmisión es bastante robusto, sin embargo, los elementos del Sistema de Subtransmisión de la EEASA se sobrecargan mucho antes de que el colapso ocurra, siendo los más críticos los transformadores de potencia T1-Huachi, T1-Píllaro y T2-Píllaro que presentarán condiciones de sobrecarga, en una proyección de 5 y 10 años respectivamente.

- Los valores de ajuste de corriente o I_{pickup} en los elementos del sistema de protecciones eléctricas sobrepasan su valor establecido antes de que el colapso ocurra lo cual inducirá a la desconexión de varios elementos como líneas de subtransmisión y transformadores de potencia.
- Las pérdidas por efecto Joule en todo el Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la EEASA en condiciones de operación actuales presentan un valor de 161.4 kW, mientras que, en los puntos de colapso de voltaje serán de 4002.6 kW en todo el sistema.

RECOMENDACIONES

- En el presente estudio se observa un margen de cargabilidad similar en configuraciones radial y mallada, por lo cual, se recomienda modificar la configuración operacional del sistema a mallada, sin embargo, se sugiere realizar estudios de estabilidad de voltaje considerando la salida de una o varias líneas de subtransmisión o transformadores de potencia para evaluar oportunamente el comportamiento del sistema ante dichos acontecimientos debido a su estado operacional actual.
- El transformador de potencia T1-Huachi presentará condiciones de sobrecarga en los próximos 5 años, los transformadores de potencia T1-Píllaro y T2-Píllaro presentarán condiciones de sobrecarga en los próximos 10 años, por lo que se recomienda planificar acciones correctivas a fin de evitar problemas operativos futuros.
- Se recomienda realizar un análisis con respecto al reposicionamiento de TAP's en los transformadores de potencia para regular el voltaje como medida correctiva inmediata frente al incremento de carga.
- Al observar que las Curvas PV obtenidas muestran el comportamiento de voltaje en función de la potencia máxima de forma global, se recomienda a quienes desarrollen estudios de estabilidad de voltaje haciendo uso de la misma herramienta, desarrollen un complemento que permita graficar las Curvas PV con los respectivos valores de potencia activa máxima y voltaje de cada barra para así obtener una mejor visualización.

- Se recomienda que todas las empresas distribuidoras del país realicen un análisis de estabilidad de voltaje aplicado a sus sistemas de subtransmisión debido a que los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a cambios inevitables como el constante crecimiento de la demanda, operando cada vez más cerca del límite de cargabilidad admisible, estos estudios proveerán la información necesaria para realizar una correcta planificación operativa ya que es obligación de estas empresas suministrar energía de calidad a todos sus usuarios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (07 de Mayo de 2019). *Mapas del Sector Eléctrico*. Obtenido de Áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica (Km2): <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/A%CC%81reas-de-prestacio%CC%81n-del-servicio-pu%CC%81blico-de-energi%CC%81a-ele%CC%81ctrica-km2.pdf>
- Arcelles, R. R. (2015). Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.
- ARCONEL. (2019). *Regulaciones*. Recuperado el 16 de Abril de 2019, de Regulación 005/18 - Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Arrieta, M. R. (2009). Herramienta de análisis de estabilidad de tensión para sistemas eléctricos de potencia. Medellín: Tesis de Maestría UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Recuperado el 05 de Mayo de 2019, de <http://bdigital.unal.edu.co/2088/1/Mariorobertoarrietapaternina.2009.pdf.pdf>
- Boza Valerino, J. G. (2012). La estabilidad de la tensión de los sistemas eléctricos de potencia utilizando el programa “PSAF”. *Energética*, 33(2).
- Brokering , W. (2018). *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Santiago de Chile.
- Brokering Ch., W. (2008). *EL RAYO DOMADO - Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. (M. F. Castillo, Ed.) Santiago de Chile: Pearson Educación.

CENACE. (2015). *Corrientes de cortocircuito en las barras del Sistema Nacional Interconectado*.

Recuperado el 22 de Mayo de 2019, de http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=2:phocatmem&download=710:niveles-de-cortocircuito-en-barras-e-impedancias-equivalentes-del-s.n.i.-julio-de-2015&Itemid=50

CENACE. (2019). *Planeamiento Operativo*. Quito.

Chimborazo, L. J. (2010). Análisis de estabilidad de voltaje del sistema nacional interconectado-SNI para el periodo 2010-2013, usando el programa DigSilent Power Factory. Quito: Proyecto de Titulación EPN. Recuperado el 02 de Mayo de 2019, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2164/1/CD-2912.pdf>

Delgado Alanes, R. C. (2015). Estudios para la conexión de Instalaciones de Generación y Transmisión al Sistema Eléctrico Boliviano. Sevilla: Tesis Fin de Máster - Universidad de Sevilla. Recuperado el 15 de Abril de 2019, de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70611/>

Dr. Quilumba, F. (2014). Matlab para análisis de SEPs. Latacunga.

EATON. (25 de Mayo de 2019). *CYME - Programas de análisis de redes eléctricas*. Obtenido de <http://www.cyme.com/es/software/>

EATON. (27 de Mayo de 2019). *CYME- Programas de análisis de redes eléctricas*. Obtenido de Análisis de estabilidad de voltaje: <http://www.cyme.com/es/software/cymepv/>

- EATON. (25 de Mayo de 2019). *CYME-Programas de análisis de redes eléctricas*. Obtenido de Análisis de flujos de potencia: <http://www.cyme.com/es/software/cymecymflow/>
- EEASA. (2019). Ambato: Departamento de Subtransmisión.
- EEASA. (07 de Mayo de 2019). *Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, S.A.* Obtenido de Historia EEASA: <https://www.eeasa.com.ec/index.php?id=2&id1=6>
- ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD. (1988). *Estaciones de Transformación y Distribución Protección de Sistemas Eléctricos*. España: PURES A S.A.
- Gómez Expósito, A. (2003). *Sistemas Eléctricos de Potencia Problemas y ejercicios resueltos*. Madrid: PEARSON EDUCACIÓN.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill.
- Harper, G. E. (1993). *ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. México, D.F.: LIMUSA Noriega Editores.
- Kothari, D. P. (2008). *Sistemas Eléctricos de Potencia*. España: McGraw-Hill.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). Plan Maestro de Electricidad 2016-2025. Quito. Recuperado el 28 de Julio de 2019, de <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PME%202016-2025.pdf>

- Ortiz López, A. D. (2012). *Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito*. Recuperado el 15 de Abril de 2019, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4509>
- Palate Moyolema, B. O. (2017). *Ajuste de relés diferenciales de línea y coordinación de relés direccionales de sobrecorriente en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica Ambato regional centro norte S.A.* Recuperado el 18 de Agosto de 2019, de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18914>
- Quilumba Gudiño, F. L. (2008). *Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable de Sistemas Eléctricos de Potencia Basado en el Método de Continuación Aplicado a Flujos de Potencia*. Quito, Ecuador: Proyecto de Titulación - EPN. Recuperado el 15 de Abril de 2019, de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4216>
- Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales.
- Ras Oliva, E. (1994). *TRANSFORMADORES de potencia, de medida y de protección*. Barcelona: MARCOMBO S.A.
- Ríos, M. A. (2008). MEDIDAS PARA MITIGAR PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE. *Scientia et Technia Año XIV*.
- Silva-Ortega, J. I. (2017). Modelo de 75 nodos para evaluar la operación en estado estable de una red de sub-transmisión de energía eléctrica. *Revista ESPACIOS*, 38, 10. Recuperado el 21 de Mayo de 2019, de <http://www.revistaespacios.com/a17v38n06/17380610.html>

TRANSELECTRIC, C.-E. (08 de Febrero de 2019). *DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES.*

Recuperado el 25 de Mayo de 2019, de

https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/parametros%20limites%20operaciones/Declaraci%C3%B3n%20de%20l%C3%ADmites%20de%20transferencia%20SNT-%20Transformadores_2019-02-08.pdf

ANEXOS



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el Trabajo de Titulación, titulación “ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN ESTADO ESTABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUBTRANSMISIÓN A NIVEL DE 69 kV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S. A.”. Ha sido realizado por la señorita **SOPHIA MONSERRATH LASLUIA ROBALINO**, el mismo que cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.

En la ciudad de Latacunga a los 19 días del mes de noviembre de 2019.

Aprobado por:

